**Universidade de São Paulo
Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz”**

**Avaliação do posicionamento de geradores fotovoltaicos com
sistema rastreador manual aplicado ao bombeamento de água para
irrigação**

Vanessa de Fátima Grah

Tese apresentada para obtenção do título de
Doutora em Ciências. Área de concentração:
Engenharia de Sistemas Agrícolas

**Piracicaba
2015**

**Vanessa de Fátima Grah
Engenheira Agrônoma**

Avaliação do posicionamento de geradores fotovoltaicos com sistema rastreador manual aplicado ao bombeamento de água para irrigação

versão revisada de acordo com a resolução CoPGr 6018 de 2011

Orientador:
Prof. Dr. **TARLEI ARRIEL BOTREL**

Tese apresentada para obtenção do título de
Doutora em Ciências. Área de concentração:
Engenharia de Sistemas Agrícolas

**Piracicaba
2015**

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
DIVISÃO DE BIBLIOTECA - DIBD/ESALQ/USP**

Grah, Vanessa de Fátima

Avaliação do posicionamento de geradores fotovoltaicos com sistema rastreador manual aplicado ao bombeamento de água para irrigação /

Vanessa de Fátima Grah. - - versão revisada de acordo com a resolução CoPGr 6018 de 2011. - - Piracicaba, 2015.

98 p. : il.

Tese (Doutorado) - - Escola Superior de Agricultura "Luiz de Queiroz", 2015.

1. Energia alternativa 2. Energia solar 3. Rastreador de três passos
4. Sistema simulado de irrigação I. Título

CDD 631.7
G738a

Dedico à querida Vó Maricha (in memoriam)

AGRADECIMENTOS

Ao Deus todo poderoso, Aquele que me amou, perdoou, deu sua Graça e Misericórdia, a Quem rendemos toda Honra e toda Glória. A minha querida “Vó Maricha” (*in memoriam*), que partiu para a eternidade e nos deixou grandes lições de amor, respeito, perseverança, fé, força e união familiar. Aos meus pais Valter e Claudete pelo amor, cuidado e compreensão pela ausência. Ao meu irmão Júnior sua esposa Graci e filho Ramon, família linda que me traz tanta felicidade. Ao irmão caçula Bruno, minha força e fonte de serenidade. Ao Isaac companheiro de todos os momentos, que me escolheu, me cativou, com quem compartilho e realizo meus sonhos. A todos os meus familiares que me ajudaram, incentivaram e torceram pela realização dessa conquista.

Aos amigos que fiz na pós-graduação em Engenharia de Sistemas Agrícolas, com eles aprendi tanto na esfera pessoal quanto profissional. Aos irmãos da Igreja Evangélica Assembleia de Deus, companheiros na fé que torceram e oraram por mim, e continuarão sempre comigo nas minhas orações.

Ao orientador professor Dr. Tarlei Arriel Botrel, por todos os ensinamentos transmitidos durante esses meses, por sua paciência e compreensão. Aos professores da pós-graduação, profissionais de suma importância na minha vida acadêmica, que por meio dos seus conhecimentos despertaram a vontade de seguir a carreira docente. Aos funcionários do Departamento de Engenharia de Biossistemas que ajudaram na realização desse trabalho de pesquisa.

Agradeço a todos que me incentivaram, torceram e acreditaram junto comigo na realização de mais essa conquista. Que Deus abençoe a todos!

À Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz”, pela acolhida e ao curso de pós-graduação em Engenharia de Sistemas Agrícolas pela oportunidade concedida para realização deste trabalho. A Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pelo apoio financeiro por meio da bolsa de estudos concedida e a Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) pelo financiamento do projeto de pesquisa.

Mas, buscai primeiro o reino de Deus, e a sua
justiça, e todas estas coisas vos serão acrescentadas.
Mateus 6:33

Quem quer passar além do Bojador
Tem que passar além da dor.
Deus ao mar o perigo e o abismo deu,
Mas nele é que espelhou o céu.
Fernando Pessoa

SUMÁRIO

RESUMO.....	11
ABSTRACT	13
LISTA DE FIGURAS	15
LISTA DE TABELAS	19
LISTA DE SÍMBOLOS.....	21
1 INTRODUÇÃO	23
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	27
2.1 Matriz Energética Brasileira.....	27
2.2 Energia Solar Fotovoltaica	29
2.3 Potenciais usuários da energia FV no Brasil	31
2.4 Aplicação da geração FV em sistemas de irrigação.....	32
2.5 Ângulos utilizados em instalações FV	36
2.6 Uso de sistemas rastreadores do sol	40
3 MATERIAL E MÉTODOS.....	43
3.1 Cálculo dos ângulos de inclinação dos geradores fotovoltaicos e da hora de movimentação do rastreador solar	44
3.2 Instalação do sistema simulado de irrigação com módulos fotovoltaicos estáticos e módulos fotovoltaicos rastreadores.....	49
3.2.1 Dimensionamento e escolha dos componentes.....	49
3.2.2 Análise da velocidade do vento na área experimental	51
3.2.3 Construção da estrutura FV e do sistema rastreador em laboratório	52
3.2.4 Análise do sombreamento ocasionado por estruturas próximas à área experimental.....	54
3.2.5 Posicionamento e instalação das estruturas FV na área experimental	55
3.2.6 Instalação elétrica e hidráulica do bombeamento de água para o sistema simulado de irrigação	57
3.2.7 Testes preliminares da parte elétrica dos módulos FV.....	61
3.2.8 Ajuste do sistema hidráulico de bombeamento de água	62
3.3 Coleta e Avaliação dos dados	62

3.3.1 Parâmetros de desempenho diário e para o período avaliado	64
3.4 Custo de instalação e economia dos recursos financeiros com o uso do sistema fotovoltaico.....	65
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO	69
4.1 Ângulos calculados e hora da troca de posição do rastreador	69
4.2 Resultados dos Dados coletados	73
4.2.1 Incremento energético diário	75
4.2.2 Aumento no tempo de bombeamento.....	77
4.2.3 Incremento no volume bombeado e da área irrigada.....	85
4.2.4 Parâmetros de desempenho para o período avaliado, custo de geração e tempo de viabilidade econômica.....	87
5 CONCLUSÕES.....	91
REFERÊNCIAS	93

RESUMO

Avaliação do posicionamento de geradores fotovoltaicos com sistema rastreador manual aplicado ao bombeamento de água para irrigação

A matriz energética brasileira atualmente está concentrada na geração de energia hidrelétrica. Mas, devido aos últimos acontecimentos de escassez de recursos hídricos, faz-se necessário diversificar a matriz energética por meio do investimento em energias alternativas. O Brasil ainda possui muitas pessoas na área rural sem abastecimento de energia elétrica, fato que limita a implantação de técnicas agrícolas como a irrigação. Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica (FV) é uma alternativa para diversificar a matriz energética brasileira e ampliar o uso de sistemas de irrigação. Foram instalados dois módulos FV, um estático e outro com um sistema de rastreamento solar manual de três passos, na área experimental do Departamento de Engenharia de Biossistemas – ESALQ/USP (22° 42' 30"S, 47° 38' 00"W, altitude de 546 metros). Para cada módulo FV, estático e móvel, foram acoplados sistemas de bombeamento de água para um sistema simulado de irrigação. O objetivo foi avaliar o incremento de energia FV gerada, tempo de bombeamento, volume bombeado e área irrigada; com o uso do sistema rastreador. A partir dos dados encontrados, verificou-se que o sistema rastreador solar manual de três passos apresentou maior eficiência na captação de energia (8 - 19% dia⁻¹), quando comparado com geradores fixos; o que refletiu no incremento significativo do tempo de bombeamento (40 - 160 min dia⁻¹), no volume bombeado (884 - 3479 litros dia⁻¹) e na área irrigada (196 – 773 m² dia⁻¹ para uma lâmina de irrigação de 4,5 mm). Com isso, o rastreador se mostrou uma alternativa técnica viável para melhorar a captação de energia solar e aumentar a área irrigada com um mesmo tamanho de área de gerador FV. Em relação ao investimento, o sistema rastreador custou apenas 0,2% do custo total da instalação FV, e proporcionou a redução do tempo de retorno do investimento em 2 anos e 5 meses comparado ao módulo FV estático.

Palavras-chave: Energia alternativa; Energia solar; Rastreador de três passos; Sistema simulado de irrigação

ABSTRACT

Evaluation of the position of photovoltaic generators with manual tracking system applied to water pumping for irrigation

The current Brazilian Energetic Matrix is concentrated in the generation of hydroelectric energy. But, due the latest water resources scarcity, it is necessary to diversify the energetic matrix by investing in alternatives energies. Brazil still have a plenty of people living in rural areas without supply of electric energy, this fact limits the implantation of agriculture techniques like irrigation. In this sense, the photovoltaic solar energy (PV) is an alternative to diversify the Brazilian Energetic Matrix and expand the use of irrigation systems. It were installed two PV modules, one static and another with solar three steps manual tracking system, Biosystems Engineering Department – ESALQ/USP (22° 42' 30"S, 47°38' 00"W, at 546 meters altitude). For each PV module, static and moving, it was coupled water pumping systems for simulated irrigation systems. The goal was evaluate the gain of the PV energy generated; pumping time; pumping volume and irrigated area; using the tracking system. From obtained data, it was observed that the solar three steps manual tracking system shows more efficiency in the energy harvesting (8 - 19% day⁻¹), compared to static generator; which resulted in significant gain of pumping time (40 - 160 min day⁻¹), pumping volume (884 - 3479 liters day⁻¹) and irrigates area (196 – 773 m² day⁻¹ for a irrigation depth equal 4.5 mm). Therewith, the tracking system shows a viable alternative technique to improve solar energy harvesting and increase the irrigated area with same area of PV generator. In relation to investment of the tracking system, it cost only 0.2 % of the total cost of PV installation and provided the reduction in the return on investment time of 2 years and 5 month compared to static PV module.

Keywords: Alternative energy; Solar energy; Three steps tracking simulated irrigation systems

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Distribuição percentual da matriz energética Brasileira (EPE, 2013)	27
Figura 2 – Ilustração dos ângulos relativos a posição do sol em relação às coordenadas do centro da terra, a saber: latitude (ϕ), declinação solar (δ) e o ângulo horário (ω).	36
Figura 3 - Definição do ângulo zenital (θ_z), ângulo de inclinação do sol (α) e azimute do sol (ψ), para um observador no hemisfério Norte.....	37
Figura 4 - Movimento diário do sol, em relação ao seu ângulo azimutal para a cidade de Piracicaba-SP no dia 23 de setembro de 2014. Linha na cor laranja representa o movimento do sol	38
Figura 5 - Representação do ângulo de incidência dos raios solares no gerador FV (θ_i), ângulo de inclinação do gerador FV (β) e ângulo azimutal do gerador FV (γ) ...	39
Figura 6 - Movimento do gerador rastreador parcial (Leste-Oeste), representando o ângulo de incidência dos raios solares no gerador FV (θ_i), o vetor N (normal do plano) e o vetor S (que aponta para o sol)	39
Figura 7 - Localização da área experimental na região Sudeste do Brasil.....	43
Figura 8 - Indicação dos ângulos de inclinação (β), sentido de rotação (Leste-Oeste), orientação (para o Norte) e ângulo azimutal (γ) de um gerador FV.....	44
Figura 9 - Módulo fotovoltaico instalado na área do Departamento de Engenharia de Biossistemas, Piracicaba-SP.....	50
Figura 10 - Distribuição da velocidade e direção do vento na estação de irrigação (gráfico superior) e para o ano de 2013 (gráfico inferior), na área experimental.....	52
Figura 11 - Montagem das estruturas metálicas de sustentação dos geradores FV, no Laboratório do Departamento de Engenharia de Biossistemas, Piracicaba-SP...	53
Figura 12 – Geradores FV posicionados nos três passos utilizados ao longo do dia	53
Figura 13 - Imagens da área experimental antes da instalação dos geradores FV...	54
Figura 14 - Imagem das distâncias para o cálculo de sombreamento	55
Figura 15 - Orientação da bússola com a correção da declinação magnética de 20° oeste, para indicação do Norte verdadeiro.....	55
Figura 16 - Local de instalação dos geradores FV na área experimental e o sombreamento da estufa e gerador FV estático às 16h, para o solstício de inverno	56

Figura 17 - Preparo dos alicerces para os postes de sustentação das estruturas metálicas.....	56
Figura 18 - Instalação das estruturas metálicas de suporte e dos geradores FV na área experimental	57
Figura 19 - Instalação dos tubos de condução dos cabos elétricos enterrados.....	57
Figura 20 - Equipamentos de controle e regulação, instalados na área experimental: controladores de carga e inversores (a), baterias (b) e piranômetro junto ao gerador FV (c)	58
Figura 21 - Imagem do sistema de controle de pressão, com o detalhe do visor do controlador de pressão	59
Figura 22 - Esquema do bombeamento de água para o sistema simulado de irrigação	60
Figura 23 - Imagem externa (esquerda) e interna (direita) do abrigo, para proteção das motobombas, compressor de ar e sistema de aquisição de dados	60
Figura 24 - Avaliação da precipitação anual para definição da estação de irrigação, série histórica de 95 anos da estação meteorológica do Departamento de Engenharia de Biossistemas	69
Figura 25 - Valores de K_t para os dias viáveis ($K_t > 0,65$) durante a estação de irrigação no ano de 2012, dados da Estação Meteorológica Automática do Departamento de Engenharia de Biossistemas	70
Figura 26 - Frequência dos horários de troca simulados, de acordo com a metodologia de Ai et al. (2003), à esquerda em cinza escuro hora da tarde, à direita em cinza claro hora da manhã.....	73
Figura 27 - Testes preliminares do sistema de bombeamento com o módulo móvel para o mês de maio de 2014. Dados do dia 30 de maio no gráfico superior e 31 de maio no gráfico inferior	74
Figura 28 - Incremento de energia diário durante a estação de irrigação e os respectivos K_t diários, para o ano de 2014.....	76
Figura 29 - Dados medidos de irradiância solar para os módulos FV estáticos e móveis, com detalhe para a hora de sombreamento	78
Figura 30 - Comportamento dos sistemas de bombeamento de água ao longo do dia Juliano 197	79
Figura 31 - Tensão nas baterias dos módulos FV estáticos e móveis para o dia Juliano 213	80

Figura 32 – Horário do início do bombeamento medido para os módulos FV estático e móvel.....	81
Figura 33 – Horário do fim do bombeamento medido para os módulos FV estático e móvel.....	81
Figura 34 - Ajuste da equação selecionada para simulação dos dados de Irradiância solar, coletados pelo piranômetro estático (dia Juliano 211).....	82
Figura 35 - Ajuste da equação selecionada para simulação dos dados de Irradiância solar, coletados pelo piranômetro móvel (dia Juliano 211)	82
Figura 36 - Incremento do tempo de bombeamento de água do módulo FV móvel em relação ao módulo FV estático	85
Figura 37 - Volume de água bombeamento no sistema simulado de irrigação para as motobombas acopladas ao módulo FV móvel e estático	86
Figura 38 - Comparação entre o incremento de energia e o incremento de volume bombeado pela motobomba acoplada ao módulo FV móvel, em comparação com a motobomba acoplada ao módulo FV estático	86
Figura 39 - Incremento da área irrigada com o uso do módulo FV móvel em comparação com o módulo FV estático	87
Figura 40 - Tempo de bombeamento e consumo de energia elétrica FV para as motobombas acopladas aos módulos FV móvel e estático.....	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Capacidade instalada no Brasil, tipo de geração de energia elétrica e kW gerado até o ano de 2013	28
Tabela 2 - Cálculo da hora de movimentação do rastreador manual de três passos	49
Tabela 3 - Especificações do piranômetro adquirido da marca Keep & Zonen ©	51
Tabela 4 - Custos fixos e de mão de obra de instalação do sistema FV para suprimento de energia de um sistema de bombeamento de água para irrigação de baixa pressão	65
Tabela 4 - Custos fixos e de mão de obra de instalação do sistema FV para suprimento de energia de um sistema de bombeamento de água para irrigação de baixa pressão	66
Tabela 5 - Incremento simulado de energia gerada durante a estação de irrigação (maio a setembro de 2012), comparando uma superfície horizontal e uma superfície inclinada	71
Tabela 6 - Incremento de energia gerada diária simulado (MJ m^{-2}) para os 40 dias, durante a estação de irrigação, utilizando-se ρ igual a 50° . Dados do ano de 2012.	71
Tabela 8 - Dados coletados e simulados do fim do tempo de bombeamento, para os 34 dias de leituras em 2014. Para os dias nublados os dados não foram simulados sendo os mesmo iguais aos coletados.....	83
Tabela 8 - Dados coletados e simulados do fim do tempo de bombeamento, para os 34 dias de leituras em 2014. Para os dias nublados os dados não foram simulados sendo os mesmo iguais aos coletados.....	84
Tabela 9 - Demonstração dos valores de todos os parâmetros avaliados para o período avaliado	88

LISTA DE SÍMBOLOS

- ϕ - latitude do local (graus)
 δ - declinação solar (graus)
 ω - ângulo horário (graus)
 θ_z - ângulo zenital (graus)
 α - ângulo de elevação solar (graus)
 ψ - azimuth do sol (graus)
 β - ângulo de inclinação do gerador fotovoltaico, na direção norte (hemisfério Sul), em relação ao solo (graus)
 θ_i - ângulo de incidência dos raios solares e o vetor perpendicular do gerador fotovoltaico (graus)
 ρ - ângulo de rastreamento (graus)
 γ - azimuth do plano inclinado (graus)
 σ - albedo (adimensional)
 l_l - longitude local (graus)
 l_p - longitude padrão (graus)
 β' - ângulo de inclinação do gerador fotovoltaico e o solo, após a rotação do plano inclinado pelo ângulo ρ (graus)
 ΔE - incremento de energia (MJ dia^{-1})
 ω_{NS} - ângulo horário ao nascer do sol (graus)
 $I_{T,A}$ - Irradiância total incidente na superfície inclinada (W m^{-2})
 $I_{B,A}$ - Irradiância direta incidente na superfície inclinada (W m^{-2})
 $I_{D,H}$ - Irradiância difusa incidente na superfície horizontal (W m^{-2})
 $I_{B,H}$ - Irradiância direta incidente na superfície horizontal (W m^{-2})
 I_0 - Irradiância solar extraterrestre (W m^{-2})
 K_t - Índice de claridade (-)
 I_{SC} - Constante solar de 1367 W m^{-2} ,

1 INTRODUÇÃO

A matriz energética mundial está baseada principalmente no uso dos combustíveis fósseis: petróleo, carvão mineral e gás natural. Contudo, esse modelo de geração de energia não poderá se sustentar, seja pelo esgotamento das fontes não renováveis ou pelos problemas ocasionados ao meio ambiente. A perspectiva é que em um futuro próximo, um novo modelo sustentável de geração de energia prevalecerá, com a utilização de fontes renováveis como: energia solar, eólica, das ondas, hidrogênio; entre outras que surgirão como alternativas ambientalmente corretas, economicamente viáveis e socialmente justas.

Em face dessas mudanças, faz-se necessário que o setor agrícola acompanhe esse desenvolvimento, principalmente a agricultura irrigada, que desempenha um papel de destaque na oferta de alimentos no âmbito mundial. Sistemas de irrigação pressurizados necessitam do uso de energia elétrica para o acionamento das motobombas para o bombeamento da água. Atualmente, no Brasil, essa energia provém essencialmente de motores elétricos, ou no caso das regiões sem abastecimento público de eletricidade, de motores de combustão interna a diesel. Contudo, o uso de combustíveis a diesel tem inúmeras desvantagens como a constante elevação dos preços, poluição ambiental e a dependência do agricultor de um insumo externo à propriedade rural.

Nesse contexto, em locais sem abastecimento público de energia o emprego de sistemas de irrigação pressurizados fica limitado. Desta forma, devido aos benefícios que a agricultura irrigada fornece, é importante o desenvolvimento de tecnologias que venham garantir a instalação da irrigação em propriedades rurais sujeitas à déficit de balanço hídrico ao longo do ano.

Visto que inúmeras propriedades rurais, principalmente na região Norte e Nordeste do Brasil, ainda não possuem abastecimento público de eletricidade, o potencial de geração de energia das fontes alternativas, precisam ser pesquisadas. Uma das alternativas que vem ganhando espaço, seja pelo desenvolvimento da tecnologia ou pela queda do preço de aquisição, é a Energia Solar Fotovoltaica (FV). Essa energia proveniente de uma fonte inesgotável é a mais promissora atualmente. Quando se compara os custos de um bombeamento de água a partir da energia FV com os custos por motor a diesel, tem-se um custo de investimento inicial maior,

entretanto, ao longo da vida útil do sistema FV, o bombeamento se torna mais vantajoso.

Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica é uma fonte alternativa e renovável de energia que pode ajudar na expansão de áreas irrigadas quando o enfoque são os pequenos produtores. Em relação ao tipo de cultivo, as culturas com maior retorno econômico são as mais indicadas, por auxiliarem na redução do tempo de retorno do investimento. Contudo, devido ao material utilizado para fabricação, esses geradores apresentam baixa eficiência (em torno de 15%). Fica evidente a necessidade do desenvolvimento de tecnologias que aumentem a eficiência da geração de energia fotovoltaica.

Uma técnica que tem apresentado grande avanço é o uso de sistemas rastreadores do sol nos geradores de energia FV. Esses têm por objetivo fazer com que os raios solares incidam perpendicularmente no gerador FV, na maior parte do dia; de forma a uniformizar a potência gerada. Quanto à aplicação em sistemas de bombeamento de água para irrigação, o uso de rastreadores aumenta a área irrigada, devido o aumento da geração de energia com a mesma área de geradores FV, desde as primeiras horas do dia. Os rastreadores podem ser de dois eixos, com seguimento total do sol, ou de um eixo com seguimento parcial; em relação ao modo de rastreamento o sistema pode ser manual ou eletrônico. A escolha do tipo de seguimento solar vai depender de fatores como recursos financeiros, disponibilidade de assistência técnica, perfil do produtor rural, entre outros.

Sistemas rastreadores com seguimento total do sol são compostos de equipamentos eletrônicos sofisticados que podem apresentar altos custos e avarias recorrentes que necessitam de mão de obra especializada, o que pode inviabilizar o uso por pequenos produtores rurais. Por outro lado, sistemas manuais de rastreamento com seguimento parcial do sol, são dispositivos mais simples e de fácil manutenção, o que torna a técnica mais atrativa para produtores que vivem em regiões distantes dos centros de assistência.

Dessa maneira, o uso de geradores FV com sistema manual de rastreamento solar, com o objetivo de fornecer energia elétrica para sistemas de bombeamento de água para irrigação; seriam tecnicamente mais viáveis, do ponto de vista de geração de energia e área irrigada, quando comparado com geradores FV estáticos; além disso, o sistema de rastreamento manual sugerido pode ser uma alternativa aos

sistemas automáticos já desenvolvidos, sendo mais recomendados para pequenos produtores.

Diante do exposto, objetivou-se avaliar o desempenho de um rastreador do sol de um eixo, de seguimento parcial, com acionamento manual de três passos aplicado a geradores FV para o bombeamento de água para irrigação; com inclinação dos geradores FV, em relação ao solo, otimizada para a época de irrigação do município de Piracicaba-SP.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Matriz Energética Brasileira

Com o crescimento da população mundial, consequentemente, ocorre o aumento da demanda por alimentos, água e energia. Até o ano de 2030, é esperado um aumento no consumo total mundial de energia, incluindo energias renováveis, de 45%. Segundo os dados do Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2013 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, 2013) o Brasil em 2010 era o 9º país em geração de energia elétrica do mundo, ficando atrás dos Estados Unidos, China, Japão, Rússia, Índia, Canadá, Alemanha e França; países que tem como principal fonte a energia nuclear.

Com mais de mil usinas hidrelétricas espalhadas pelo território nacional, que juntas produzem 74% (EPE, 2012) da oferta de energia do país, o Brasil é o segundo colocado em geração de energia hidrelétrica do mundo, atrás apenas da China (Figura 1).

Notas:

I) Inclui autoprodução

II) Derivados de petróleo: óleo diesel e óleo combustível

III) Biomassa: lenha, bagaço de cana e lixo

IV) Outras: recuperações, gás de coqueira e outros secundários

Figura 1 – Distribuição percentual da matriz energética Brasileira (EPE, 2013)

Desta forma, há um contraste em relação ao que acontece no mundo, em que a energia hidrelétrica responde por 16,8% do total da matriz energética (EPE, 2013). A opção brasileira pelo modelo hidrelétrico se deve à existência de grandes rios de

planalto, que são abastecidos por chuvas tropicais abundantes e constituem uma das maiores reservas de água doce do mundo. Contudo, a geração de energia hidrelétrica tem sido afetada nos últimos anos, por dois fatores principais, o aumento no consumo de energia elétrica e pelos longos períodos de estiagem associados à falta de gestão da água represada (TOLMASQUIM, 2000). Para evitar a alta dependência das usinas hidrelétricas, torna-se necessário diversificar a matriz energética brasileira. Nesse contexto, o investimento em energias alternativas seria uma saída gradativa da crise energética enfrentada no país nos últimos anos.

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2014), o Brasil possui no total 3.372 empreendimentos em operação, totalizando 131 GW de potência instalada. Apesar dos avanços feitos em geração de energia elétrica, a fontes de energia alternativas ainda compõem uma pequena parte da matriz energética do país (8,8 GW instalados em 2010), um forte contraste com outros países como Estados Unidos, Alemanha e China que possuíam 54,7; 51,3 e 36,4 GW instalados em 2010, respectivamente (EPE, 2013). Quando se trata de energia solar fotovoltaica a situação é ainda mais crítica, o Brasil ainda tem representação pífia da geração FV na matriz energética nacional (Tabela 1).

Tabela 1 - Capacidade instalada no Brasil, tipo de geração de energia elétrica e kW gerado até o ano de 2013

Empreendimentos em Operação							
Tipo	Capacidade instalada			%	Total		
	Nº de usinas	(kW)			Nº de usinas	(kW)	%
Hidro	1.140	87.968.987	63,10		1.140	87.968.987	63,10
Gás	Natural	116	12.535.890	8,99	157	14.303.313	10,26
	Processo	41	1.767.424	1,27			
Petróleo	Óleo diesel	1.177	3.594.498	2,58	1.211	7.678.471	5,51
	Óleo residual	34	4.083.973	2,93			
Biomassa	Bagaço de cana	384	9.778.071	7,01	486	12.078.216	8,66
	Licor Negro	17	1.785.022	1,28			
	Madeira	52	407.635	0,29			
	Biogás	23	69.857	0,05			
	Casca de arroz	10	37.633	0,03			
Nuclear		2	1.990.000	1,42	2	1.990.000	1,43
Carvão Mineral	Carvão Mineral	13	3.389.465	2,43	13	3.389.465	2,43
Eólica		180	3.796.438	2,72	180	3.796.438	2,72
Fotovoltaica		180	14.382	0	180	14.382	0
Importação	Paraguai		5.650.000	5,46		8.170.000	5,86
	Argentina		2.250.000	2,17			
	Venezuela		200.000	0,19			
	Uruguai		70.000	0,07			
Total		3.372	139.408.384	100	3.372	139.408.384	100

Fonte: ANEEL (2014)

Apenas a partir de 2010 que o governo federal começou a implementar políticas de geração de energia FV, atualmente com 14,38 MW instalados o Brasil

não possui nenhum empreendimento em construção, e tem apenas 30 MW de potência outorgada, 0,18% do total de potência outorgada no país (ANEEL, 2014).

Em relação ao consumo de energia, o setor agropecuário correspondente por 5% do consumo final energético no país, o qual é basicamente concentrado em três fontes, a saber: óleo diesel (57%), lenha (26%) e eletricidade (16%). Dessas, o que vem apresentando maior crescimento é a eletricidade, ao ritmo médio de 4,2% ao ano nos últimos 10 anos (EPE, 2010).

2.2 Energia Solar Fotovoltaica

A tecnologia FV tem sido a mais ampla e promissora tecnologia disponível utilizada atualmente, considerando: a necessidade de restauração do meio ambiente (MOUSSI et al., 2003); a sua distribuição geográfica mais uniforme (LOEHR; CASAZZA, 1999) e por ser uma forma de energia apropriada para habitações rurais que frequentemente são marginalizadas das redes de abastecimento pelo alto custo envolvido (ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS - ONU, 2010). Esta tecnologia de geração tem avançado rapidamente nos últimos anos, principalmente pelo desenvolvimento das indústrias de tecnologia, por isso, tem mostrado um potencial de redução de custo e perspectiva na melhoria da eficiência de conversão, acreditando-se que tornar-se-á a fonte primária de fornecimento de energia (CHANG, 2010). Segundo dados das Nações Unidas (2010) a previsão é que, a energia solar poderá ser mais barata que fontes de energias convencionais, devido a dois fatores principais: contínuo desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica e aumento dos preços dos combustíveis fósseis.

O gerador FV é a unidade básica do subsistema de geração de eletricidade e consiste de uma estrutura montada em quadro (geralmente de alumínio), e é composto de um conjunto de células fotovoltaicas ligadas eletricamente entre si, em série e em paralelo. Vários geradores FV podem ser conectados fisicamente e eletricamente em uma mesma estrutura, formando um módulo FV; esse pode ser considerado como uma unidade básica de uma instalação de grande porte. Assim, um conjunto de geradores de uma mesma instalação forma um módulo FV, que pode ser composto por um gerador FV ou por milhares, dependendo do porte da instalação de geração de eletricidade.

O material mais empregado na produção de células fotovoltaicas é o silício, acrescido de pequenas quantidades de outros materiais. No ano de 2013 o principal produtor mundial de silício metalúrgico, utilizado para a fabricação de células fotovoltaicas, foi a China seguida por Estados Unidos, Brasil, França e Noruega (UNITED STATES GEOLOGICAL SURVEY, 2014). As células de silício monocristalino são as mais eficientes, entretanto de maior custo de fabricação; já as células de silício policristalino tem uma eficiência de geração de energia um pouco inferior, contudo o custo de fabricação é menos oneroso (CASTRO, 2008).

As células fotovoltaicas atuais tem sua eficiência de transformação de energia solar em elétrica abaixo do que se espera, não existindo ainda tecnologias que possam melhorar esse desempenho (DEMAIN; JOURNEÉ; BERTRAND, 2013). As células de silício monocristalino, alcançam em laboratório uma eficiência de 24%; os melhores módulos disponíveis no mercado têm aproximadamente 15% de eficiência (MONTENEGRO, 1999). Em geral, o maior problema no uso das células FV de baixa eficiência de conversão de energia diz respeito ao alto custo de instalação do módulo FV (KORDZAEH, 2010). Uma alternativa para melhorar a geração de energia fotovoltaica é otimizar o ângulo de instalação, por meio de rastreadores solares, para que os raios solares incidam perpendicularmente no gerador FV ao longo do dia (KALDELLIS; KAVADIAS; ZAFIRAKIS, 2012), obtendo com isso, uma potência constante das células FV.

Fisicamente um sistema fotovoltaico consiste de um gerador fotovoltaico para geração de energia, dispositivos eletrônicos para controle e regulação do sistema (controlador de carga, inversor de tensão e ocasionalmente baterias), e os equipamentos auxiliares, como fiação, disjuntores, aterramento, entre outros. O controlador de carga é um dispositivo eletrônico que protege as baterias contra sobrecarga ou descargas profundas (VARELLA et al., 2009). Quando a intensidade dos raios solares está alta, a tensão fornecida por um gerador pode ficar muito acima da tensão de recarga da bateria ou da tensão de alimentação de um equipamento suprido pelo gerador, o que pode acarretar danos a esses dispositivos. Para resolver esse problema é usado o regulador que tem a função de regular a tensão de recarga das baterias e tensão de alimentação dos dispositivos ligados a instalação fotovoltaica (BRASILIO; GUEDES, 2012). O inversor de corrente é um dispositivo que converte a eletricidade de corrente contínua (12V) para corrente alternada (110/220 V), o que permite o uso de equipamentos convencionais. A

maioria dos dispositivos encontrados no mercado hoje é de corrente alternada, contudo, há equipamentos que são fabricados para ligação direta em corrente contínua. A função das baterias é de acumular a energia produzida pelo módulo FV e deixá-la disponível para um uso posterior, no qual as baterias seladas são as mais recomendadas (VARELLA et al., 2009).

2.3 Potenciais usuários da energia FV no Brasil

Nos países em desenvolvimento, os principais usuários da energia FV são aqueles que vivem distantes da rede de abastecimento público, principalmente nas áreas rurais. Segundo Dike et al. (2012) a energia solar pode ajudar a diversificar o suprimento de energia, bem como aumentar a segurança elétrica uma vez que, 1,5 bilhões de pessoas nos países em desenvolvimento não tem acesso à rede de abastecimento e esse problema é acentuado em áreas rurais. De acordo com o IBGE até o ano 2000, cerca de 10 milhões de brasileiros, que viviam na área rural, não tinham acesso à energia elétrica, número que reduziu para 2,3 milhões em 2010; sendo que, a maioria habitando principalmente nas regiões Norte e Nordeste. No Brasil a distribuição de energia elétrica para as diferentes regiões está atrelada as condições socioeconômicas. Nos locais que não possuem abastecimento público de energia, a renda familiar está abaixo de três salários mínimos (INSTITUTO INTERAMERICANO DE COOPERACIÓN PARA LA AGRICULTURA - IICA, 2011). Porém, o acesso à energia elétrica pode trazer a população rural melhorias socioeconômicas, bem como o aumento do padrão de saúde, educação, comunicação e acesso à água limpa. Segundo Barbosa et al. (2010) o estabelecimento de políticas que possam fomentar o desenvolvimento da geração elétrica não centralizada em meios urbanos, mediante sistemas fotovoltaicos, depende fortemente da avaliação do seu potencial efetivo e de seus factíveis limites econômicos.

O Brasil apresenta características naturais favoráveis ao desenvolvimento da geração solar fotovoltaica, os valores de irradiação incidente em qualquer região do país são superiores aos da maioria dos países da União Europeia (MELO; GRIMONI, 2012). Tiba et al. (2000) afirmam que o Brasil tem o privilégio de ser um país de clima tropical, com 92% do território localizado acima do trópico de Capricórnio, o que caracteriza um grande potencial de geração de energia

fotovoltaica. A radiação solar no Brasil varia de 8 a 24 MJ m⁻² dia⁻¹, com um período de mínima radiação no trimestre maio-junho-julho, onde os valores estão na faixa de 8 a 18 MJ m⁻² dia⁻¹, sendo que os locais de mínima (8 MJ m⁻² dia⁻¹) encontram-se no estado do Rio Grande do Sul e, os valores de máxima (22 MJ m⁻² dia⁻¹) nas regiões Nordeste e Norte do Brasil. Já o trimestre de máxima radiação ocorre em outubro-novembro-dezembro chegando a 24 MJ m⁻² dia⁻¹ em boa parte da região nordeste e numa pequena porção ao centro do estado do Rio Grande do Sul.

As variações sazonais para a região Nordeste do Brasil são menores, o que poderá resultar em grandes vantagens técnicas e econômicas dos sistemas fotovoltaicos instalados nessa região. Macintyre (1987) registra que há locais nesta região em que os dias de céu claro permitem o aproveitamento de mais de 3.000 horas de sol por ano, superior ao mínimo desejável para um bom aproveitamento para fins energéticos, que é considerado como sendo de 2.500 horas.

Uma das aplicações mais comuns dos sistemas fotovoltaicos nos países em desenvolvimento é o bombeamento de água, o qual tem potencial para se tornar uma grande força no desenvolvimento social e econômico (KORDZADEH, 2010). Em tais sistemas existe uma relação entre quantidade de água e disponibilidade de energia solar recebida pelo módulo FV. Devido ao aumento do seu uso, pesquisadores tentam otimizar a designação e utilização para alcançar a operação mais econômica. Ghoneim (2006) estudou o desempenho de sistemas de bombeamento por geração fotovoltaica e constatou que o custo do ciclo de vida do sistema FV é mais barato que os custos dos sistemas convencionais. Muitos projetos de bombeamento de água em áreas rurais isoladas nas regiões Norte e Nordeste do Brasil são consideradas importantes para a população local e o seu uso pode ser dividido em três categorias: abastecimento doméstico, piscicultura e para sistemas de irrigação (ANEEL, 2002).

2.4 Aplicação da geração FV em sistemas de irrigação

Visto que em algumas regiões rurais do Brasil ainda não possuem abastecimento público de eletricidade, a implantação de sistemas de irrigação pressurizados fica limitada. Sabe-se dos benefícios que a agricultura irrigada possibilita, como maiores produtividades da cultura, maior qualidade de produtos, além de garantir a safra durante todo ano (KASSAM et al., 2012; REELING et al.,

2012; KONX et al., 2012). Por isso, é importante o desenvolvimento de tecnologias que possam garantir a instalação da irrigação em propriedades rurais que estão sujeitas à estiagem em determinadas estações do ano.

Dentre as vantagens dos sistemas FV, cita-se que esta é uma fonte renovável que pode fornecer também pequenas quantidades de energia elétrica em áreas remotas (WHITGIELD et al., 1999), e assim ajudar na expansão das áreas irrigadas. De acordo com Qoiader e Steinbrecht (2010) a eletrificação rural tem sido um instrumento efetivo para o desenvolvimento sustentável de áreas rurais de países em desenvolvimento. Especialmente em regiões áridas, onde o suprimento de energia assegura a existência de culturas dependentes da irrigação. Entretanto, a eletrificação rural de pequenas áreas isoladas é menos praticada, devido aos custos elevados da rede de transmissão de energia. Em muitos casos são utilizados geradores a diesel, mas devido seus impactos negativos no meio ambiente, como barulho e poluição do ar, solo e água, outras alternativas surgem, como a energia FV.

Segundo Glasnovic e Margeta (2007), a irrigação é o consumidor mais apropriado da energia fotovoltaica, pois os sistemas de irrigação frequentemente estão em locais consideravelmente afastados da rede de eletricidade, e sua demanda por energia depende do requerimento de água pela planta que são compatíveis com a disponibilidade de energia. Assim a maior demanda de água pelas plantas ocorre justamente com altas radiações solares, o que não é limitante na geração de energia FV. Exceto pela fonte de energia, o sol, o bombeamento de água alimentado por sistemas FV é similar a qualquer outro tipo de bombeamento, com algumas vantagens: a luz do sol está disponível in locu o que não ocorre com combustível e eletricidade; é uma energia sustentável e renovável; e, o sistema tem uma longa vida de trabalho, próxima de 25 anos (YU et al., 2011). Sistemas de bombeamento de água fotovoltaicos consistem de: gerador FV, reguladores de energia, motor, bomba, reservatório de água e baterias (SHAFIE; ABDELAZIZ, 2011).

O uso dos sistemas fotovoltaicos para bombeamento de água aplicado em os sistemas de irrigação possui algumas peculiaridades. A área do gerador FV utilizada está relacionada com a possível área a ser irrigada, pois, quanto maior a área do gerador FV maior será a potência gerada da motobomba, e consequentemente, maior vazão diária. A vazão está relacionada com a área irrigada, conforme a eq.(1).

$$Q = \frac{vol}{t} = \frac{I \times A}{t} \quad (1)$$

em que,

Q - vazão do sistema de irrigação ($m^3 h^{-1}$);

I - lâmina de irrigação necessária para suprir a planta (m);

A - área irrigada (m^2);

t - tempo de irrigação diário (h).

Como os sistemas de irrigação tradicionais exigem uma pressão e vazão de operação constantes, para que a distribuição de água às plantas seja uniforme, deve-se atentar para a incidência solar sobre os geradores FV. Nas primeiras horas do dia a geração de eletricidade é pequena e, por isso, a motobomba não pode ser acionada; à medida que a geração aumenta mais potência vai sendo disponibilizada, até que é alcançado um valor mínimo que permita o acionamento da motobomba. Os altos níveis de irradiância coletada necessária são conhecidos como Nível Crítico de Irradiância. De acordo com Bione, Vilela e Fraidenraich (2004) altos níveis de irradiância crítica reduzem o tempo operacional diário e, conseqüentemente, o volume de água bombeado ao longo do dia. Assim, para um sistema de bombeamento operando com determinada demanda de energia, existem algumas possibilidades para reduzir o problema da irradiância crítica, a saber: aumentar a potência nominal do módulo FV ou utilizar rastreadores solares para aumentar o nível médio de irradiância que alcança o gerador FV.

O acoplamento da motobomba ao sistema de geração de energia elétrica FV pode ser feito de diferentes maneiras: a) ao se utilizar motobombas específicas para energia solar ou motobombas de corrente contínua, pode-se fazer um acoplamento direto, sem o uso de inversores de corrente; b) utilizando-se motobombas convencionais (corrente alternada), nesse caso se faz necessária a instalação de um conversor de corrente (contínua para alternada). Ainda em relação ao modo de armazenamento da energia, o sistema de bombeamento pode utilizar as baterias ou reservatórios de água. A bateria ainda é um ponto limitante nas instalações, devido à falta de confiabilidade, reduzida vida útil, elevado custo de aquisição e manutenção, além de necessitar de técnicos especializados e constantes manutenções para um

bom desempenho e operação. Os reservatórios de água são uma solução simples quando comparados com as baterias, em tese são mais baratos que os bancos de baterias (RAMOS; RAMOS, 2009)

Em relação ao custo efetivo das instalações FV, os consumidores mais distantes de sistemas de bombeamento de água são aqueles com maior potencial de aplicação. Kaldellis et al. (2011) enfatizam o fato de que a aplicação pode oferecer desenvolvimento social e econômico da população local, por resolver tanto os problemas de consumo doméstico como para irrigação. Hankins (2010) afirma que a tecnologia solar FV para bombeamento de água tem, historicamente, sido adequada para aplicações de baixa vazão e menores pressões de serviço, com sistemas a diesel sendo mais utilizados para altas vazões e pressões, devido o custo efetivo. Ao se comparar com um sistema de bombeamento a diesel, as bombas solares se mostram mais vantajosas para vazões menores que $50 \text{ m}^3/\text{dia}^{-1}$ e alturas manométricas inferiores a 20 m; a prática tem mostrado que, na realidade, a vantagem acontece quando o produto da vazão pela altura manométrica se encontra em valores até $500 \text{ m}^4/\text{dia}^{-1}$ (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CPEL, 1999). No entanto, ressalta-se que condições locais, níveis de insolação e custo de combustíveis interferem na avaliação.

O bombeamento de água com motores a diesel é uma tecnologia bastante desenvolvida e disseminada, contudo, face o recente aumento do preço e a intensa e qualificada manutenção necessária, os motores a diesel fazem desse sistema uma solução onerosa em longo prazo (RAMOS; RAMOS, 2009). Segundo Qoiader e Steinbrecht (2010) que compararam os custos de um sistema FV e um sistema a diesel, instalados em uma região árida próxima ao trópico de Câncer (N 23°26'), concluíram que o emprego da tecnologia FV é uma opção econômica competitiva para suprir comunidades sem abastecimento público de eletricidade; e que a geração de energia FV é mais vantajosa quando comparada com a energia de geradores a diesel, devido principalmente a dois fatores: alta radiação solar e constante aumento dos preços dos combustíveis fósseis. Além disso, os sistemas FV tem baixo custo de operação e manutenção, e são mais adequados às regiões com falta de capital e operadores especializados.

Além disso, o custo dos módulos FV tem decrescido substancialmente com o passar das décadas, e particularmente nos anos mais recentes. No final de 2012, o Departamento de Energia dos Estados Unidos reportou que o custo do gerador FV

diminuiu 74% de 1998 para 2011 (FELDMAN et al., 2012). O decréscimo do custo da tecnologia FV continuará fazendo dessa tecnologia a mais atrativa para eletrificação rural e projetos hídricos (CATON, 2014). À medida que o custo da tecnologia se reduz, o acionamento de bombas de água por meio de geração fotovoltaica torna-se mais viável, o que contribui para a disseminação da opção FV (FEDRIZZI; SAUER, 2003).

2.5 Ângulos utilizados em instalações FV

A quantidade de energia gerada por geradores FV é influenciada pela sua orientação e pelo seu ângulo de inclinação com a horizontal. Esses parâmetros fazem variar a radiação solar global recebida pelo gerador, consequentemente, também, a energia fornecida, isto é, quanto mais energia solar ele recebe mais energia é produzida. No desenvolvimento de um sistema gerador FV, é importante definir alguns ângulos relativos à posição do sol em relação às coordenadas do centro da terra, como: latitude (ϕ), declinação solar (δ) e o ângulo horário (ω), Figura 2.

Figura 2 – Ilustração dos ângulos relativos a posição do sol em relação às coordenadas do centro da terra, a saber: latitude (ϕ), declinação solar (δ) e o ângulo horário (ω).
Fonte - Adaptado de Ai et. al, 2003

Latitude é o ângulo entre o plano do equador e a normal à superfície de referência. A latitude mede-se para norte e para sul do equador, entre 90° sul no Polo Sul (negativa), e 90° norte no Polo Norte (positiva), na linha do equador é igual a 0°. O ângulo formado entre o plano equatorial e a linha que une o centro do sol ao

centro da terra é denominado de declinação solar, e varia de dia a dia, entre $-23,5^\circ$ no solstício de Inverno e $23,5^\circ$ no solstício de verão (IQBAL, 1983). O ângulo horário (ω) é a distância angular entre o meridiano do observador e o meridiano onde está o sol. Assim, ω é igual a zero ao meio dia (quando o sol alcança o ponto mais alto no céu), negativo de manhã e positivo à tarde. O ângulo horário aumenta 15° a cada hora e é calculado como apresentado na eq. (2).

$$\omega = (h - 12) \quad (2)$$

O termo h é a hora local onde se encontra o observador. Essa equação está baseada na hora solar, ou seja, em um relógio de 24h, em que 12h representa a hora exata que o sol está posicionado no norte verdadeiro (para um observador localizado no hemisfério sul). O conceito de horasolar é usado para prever a direção dos raios solares relativos a um ponto na terra, e é dependente da localização (longitude), sendo assim, geralmente é diferente da hora local. Por isso, faz-se necessário corrigir a hora local de acordo com a longitude em que se encontra o observador.

Os ângulos referentes a uma localização arbitrária na superfície da terra são: ângulo zenital (θ_z), ângulo de elevação do sol (α) e o azimuth do sol (ψ), (Figura 3).

Figura 3 - Definição do ângulo zenital (θ_z), ângulo de inclinação do sol (α) e azimuth do sol (ψ), para um observador no hemisfério Norte
Fonte - Adaptado de Iqbal (1983)

Iqbal (1983) descreve os ângulos acima mencionados, da seguinte maneira:
a) ângulo zenital (θ_z) como sendo o ângulo entre o zênite do local e a linha que liga

o sol ao observador, que está em uma localização arbitrária na superfície terrestre, esse ângulo varia entre 0 a 90°; b) ângulo de elevação do sol (α) é a altura angular do sol acima do horizonte celestial do observador, esse é um complemento do ângulo zenital e também varia de 0 a 90°; c) azimuth do sol (ψ) é o ângulo horizontal que o movimento do sol faz entre o plano meridiano do observador e um grande círculo que passa através do zênite e do sol. Para o nascer do sol o azimuth é igual a 90°, quando está na direção norte é igual a 0° e quando se põem é igual a 270°.

Um exemplo do movimento diário do sol em relação ao seu azimuth pode ser observado na Figura 4.

Figura 4 - Movimento diário do sol, em relação ao seu ângulo azimuthal para a cidade de Piracicaba-SP no dia 23 de setembro de 2014. Linha na cor laranja representa o movimento do sol
Fonte - www.sunearthtools.com

O ângulo de incidência no gerador FV (θ_i), é aquele formado entre a linha normal do gerador e os raios solares. Para que a geração de energia seja máxima, o ângulo de incidência deve ser próximo de zero (Figura 5). Por isso, o ângulo de inclinação do gerador FV (β) no verão é mínimo e no inverno é máximo (no hemisfério sul), para otimizar a recepção de energia e aumentar a eficiência de geração. O uso de sistemas rastreadores visa movimentar os geradores FV de modo que o ângulo de incidência seja mínimo, ao longo de todo o dia.

Figura 5 - Representação do ângulo de incidência dos raios solares no gerador FV (θ_i), ângulo de inclinação do gerador FV (β) e ângulo azimutal do gerador FV (γ)
 Fonte - Adaptado de Stine e Geyer (2013)

O ângulo de rastreamento (ρ), que pode ser em função de um ou dois eixos de rastreamento, faz com que os raios solares alcancem o gerador perpendicularmente na maior parte do dia. Este ângulo é determinado como sendo aquele que otimiza a geração de energia solar no gerador FV (Figura 6).

Figura 6 - Movimento do gerador rastreador parcial (Leste-Oeste), representando o ângulo de incidência dos raios solares no gerador FV (θ_i), o vetor N (normal do plano) e o vetor S (que aponta para o sol)
 Fonte - Adaptado de Stine e Geyer (2001)

Entretanto, na tentativa de otimização do ângulo de incidência dos raios solares sobre os geradores FV, para uma incidência perpendicular durante todo dia, também são considerados os raios das primeiras e últimas horas do dia. Esses raios solares passam por uma maior atenuação da atmosfera quando comparados com os raios do meio dia, por isso, é necessário saber o quanto essa atenuação pode interferir na produtividade do gerador FV. De acordo com Stephens (1994), a profundidade óptica geralmente apresenta três componentes: uma devido ao espalhamento

molecular de Rayleigh; outra relacionada com o espalhamento por aerossóis e, dependendo do comprimento de onda em questão, uma terceira componente, relacionada à absorção por certos gases traços, tais como ozônio. Segundo Seller (1956), cerca de 36% do total de radiação solar interceptados pela terra, retornam diretamente para o espaço por reflexão das nuvens, das partículas em suspensão no ar e da própria superfície.

Geralmente, uma superfície com um ângulo de inclinação igual à latitude do local recebe insolação máxima. Contudo, em alguns locais com um padrão climático onde o inverno é tipicamente mais nublado que o verão ou a média de insolação da manhã e da tarde não é simétrica; o ângulo de inclinação ótimo desse local depende; portanto, do cálculo do ângulo requerido por dados de radiação solar para esse local específico, durante todo ano (CHANG, 2010). Por conseguinte, é de extrema necessidade o conhecimento da quantidade de radiação solar que atinge a superfície da terra, visto que um dos principais enfoques da radiação solar é, atualmente, o seu aproveitamento para a produção alternativa de energia elétrica (LIMA et al., 2007).

2.6 Uso de sistemas rastreadores do sol

Nas primeiras e últimas horas do dia, os raios solares não chegam perpendiculares nos geradores FV, isso faz com que a potência gerada seja menor. Mas ao se utilizar geradores FV com inclinação variável ao longo do dia, acompanhando o sol, os raios solares incidem perpendicularmente também nas primeiras e últimas horas do dia, fato que aumenta a potência gerada acumulada no dia. O estudo de sistemas com seguimento do Sol, elementos ópticos para concentrar a radiação solar e células especiais para uso sob alta concentração vem sendo realizado durante os últimos 35 anos (VIANA et al., 2012).

Basicamente, existem três configurações de gerador FV quanto à fixação: o módulo fixo; o módulo com seguimento parcial do sol, isto é, o movimento é em torno de um eixo, variando somente a inclinação com a horizontal ou com a vertical; e o módulo que possui seguimento total do sol, que se movimenta em dois eixos, variando tanto a inclinação quanto o ângulo azimutal. Segundo Chun-Sheng et al. (2008), as pesquisas demonstram que sistemas que rastreiam o movimento do Sol e trabalham em um único eixo (single axis) podem aumentar em mais de 20% a

produção de eletricidade, enquanto que sistemas de rastreamento em dois eixos (double axis) podem aumentar em mais de 40% a produção de eletricidade. Baltas et al. (1986) ao avaliar a irradiância obtida por um conjunto rastreador, obteve as seguintes conclusões: com dois passos de rastreamento (de manhã, quando o azimute do arranjo é igual a $-\gamma$ e o ângulo de inclinação é β ; ao meio dia quando o ângulo de inclinação permanece o mesmo e o azimute muda para γ) pôde-se obter aproximadamente 95% da irradiância de um rastreador contínuo, e o rastreador com mudança de ângulo por hora poderia produzir mais de 99,75% da irradiância do rastreador contínuo. Além disso, os autores afirmam que um rastreador de três passos (com três ângulos diários de rastreamento) poderia interceptar aproximadamente a mesma quantidade de radiação de um rastreador contínuo.

O critério de seleção de cada tipo de rastreador vai depender de fatores como: recursos financeiros para investimento do sistema; disponibilidade de assistência técnica para manutenção e reparos dos componentes eletrônicos; mão de obra disponível para movimentação dos geradores FV. Em relação aos rastreadores automáticos, Alvarenga (2006) afirma ser importante verificar se o aumento da produtividade do gerador elétrico fotovoltaico compensa o acréscimo dos custos dos sistemas de rastreamento. A respeito dos sistemas rastreadores manuais, esses poderiam ser usados para compensar algumas incertezas com uma futura projeção de crescimento do sistema de irrigação ou possíveis perdas de eficiência do sistema como um todo (CATON, 2014).

Segundo Ai et al. (2003), ocorrem muitos problemas no rastreador contínuo quando comparado com o rastreador manual com três ângulo diários, a saber: controle e sistema operacional complexos, maior consumo de energia, maior custo de manutenção, menor segurança. Dessa maneira, para muitas aplicações é mais prático usar um rastreador manual. Marinescu e Marinescu (2006) apresentam uma avaliação detalhada de sistemas de posicionamento, utilizando diversas tecnologias. Sistemas que utilizam sensores, em geral, necessitam de um dispositivo eletrônico que possa avaliar a melhor posição e comandar o movimento do(s) módulo(s). Esses sistemas apresentam em comum a limitação de funcionamento sob condições 'parasitas' ou 'não previstas', como por exemplo, a ocorrência parcial de nuvens no céu ou sombras que encubram parcialmente um ou mais sensores, causando erros no rastreamento. Ao se aplicar os sistemas rastreadores para o bombeamento de água para irrigação, pode-se ter mais horas de trabalho diário da motobomba e com

isso maior área irrigada. Existem poucos estudos que analisam e comparam completamente as estratégias de rastreamento (eixo e frequência), e relacionam o bombeamento de água (CATON, 2014).

3 MATERIAL E MÉTODOS

Com o intuito de avaliar o desempenho de geradores FV com sistema de rastreamento solar manual de três passos (de seguimento parcial), aplicado a um sistema simulado de irrigação, fez-se uma avaliação comparativa da produção de energia com geradores FV estáticos e móveis. Para isso foram instaladas a campo dois módulos com dez geradores fotovoltaicos cada, sendo que um permaneceu estático e outro tinha o seu posicionamento alterado ao longo do dia. Os módulos foram instalados na área experimental do Departamento de Engenharia de Biossistemas (Figura 7), da Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz”, Universidade de São Paulo, localizada no município de Piracicaba-SP ($22^{\circ} 42' 30''\text{S}$, $47^{\circ} 38' 00''\text{W}$, altitude de 546 metros).

Figura 7 - Localização da área experimental na região Sudeste do Brasil
Fonte - Google Maps e imagem em detalhe a partir do site Sun Earth Tools (2014)

A fim de facilitar a compreensão, dividiu-se o trabalho em quatro partes: 1) cálculo dos ângulos de inclinação dos geradores fotovoltaicos e da hora de movimentação do rastreador solar; 2) instalação do sistema simulado de irrigação com módulos fotovoltaicos estáticos e módulos fotovoltaicos rastreadores, com seguimento parcial do sol (Leste-Oeste); 3) coleta e avaliação dos dados; 4) análise do custo de instalação e horizonte de viabilidade econômica do sistema fotovoltaico.

3.1 Cálculo dos ângulos de inclinação dos geradores fotovoltaicos e da hora de movimentação do rastreador solar

Para determinar a estação de irrigação, tomou-se como critério os meses de menor precipitação. Assim, a partir de dados de precipitação média mensal do ano de 2012, da Estação Meteorológica do Departamento de Engenharia de Biosistemas, localizado na Escola Superior de Agricultura "Luiz de Queiroz", Universidade de São Paulo (22° 42' 30"S, 47°38' 00"W, altitude de 546 metros); definiu-se os meses com menor pluviosidade.

A Figura 8 mostra o ângulo de inclinação do gerador (β) e o ângulo azimutal do plano inclinado (γ). Nota-se que o ângulo de inclinação do gerador é de 0° na horizontal e de 90° quando está perpendicular a horizontal. O ângulo azimutal do plano inclinado varia de 90° a -90°. Para o azimuth igual a 0°, tem-se o plano orientado para o norte (para um gerador instalado no hemisfério sul), sendo denominado de "orientado para o pólo". O azimuth positivo indica uma rotação para o leste e negativo, uma rotação para o oeste. Um azimuth de -90° a 90° indica um plano orientado para o sul, sendo denominado de orientado para o equador.

Figura 8 - Indicação dos ângulos de inclinação (β), sentido de rotação (Leste-Oeste), orientação (para o Norte) e ângulo azimutal (γ) de um gerador FV
Fonte - Adaptado de Ai et. al (2006)

Para o local estudado a latitude (ϕ) é igual a 22°42'30"S, a declinação solar (δ) foi calculada de acordo com a eq. (3) desenvolvida por Cooper (1969).

$$\delta = 23,45 \sin\left(\frac{360}{365}(DJ + 284)\right) \quad (3)$$

em que,

δ - declinação solar (graus);

DJ - dia Juliano, dia do ano contado a partir de primeiro de janeiro (dia juliano número 1), até o dia trinta e um de dezembro (dia juliano número 365 ou 366 para anos bissextos).

O ângulo horário foi calculado por meio da eq. (4) apresentada por Souza, Nicácio e Moura (2005).

$$\omega = (h - 12) + (l_l - l_p) \quad (4)$$

em que,

h - horas local (h);

l_l - longitude local (decimal);

l_p - longitude padrão, 45° W (decimal).

Quanto ao cálculo do ângulo zenital (θ_z) e elevação solar (α), ao longo do dia, utilizou-se as eqs. (5) e (6), respectivamente.

$$\cos \theta_z = \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega \quad (5)$$

$$\alpha = 90 - \theta_z \quad (6)$$

O azimute do sol (ψ) foi calculado conforme equação desenvolvida por Stine e Geyer (2001), apresentada na eq. (7).

$$\psi'' = \cos^{-1} \left(\frac{\sin \delta \cos \phi - \cos \delta \cos \omega \sin \phi}{\cos \alpha} \right) \quad (7)$$

Se: $\sin \omega > 0$ então $\psi = 360 - \psi''$

$\sin \omega \leq 0$ então $\psi = \psi''$

em que,

δ - declinação solar (graus);

ϕ - latitude (graus);

ω - ângulo horário (graus);

α - elevação solar (graus).

Estes ângulos são importantes para predizer o ângulo formado entre os raios do sol e o vetor normal (perpendicular) do gerador FV, que é chamado de ângulo de incidência (θ_i). Esse ângulo é de suma importância para os projetos solares, uma vez que fornece a quantidade máxima de energia solar que pode alcançar o gerador fotovoltaico. O θ_i foi calculado de acordo com equação proposta por Stine e Geyer (2001), sendo que para os geradores estáticos utilizou-se a eq. (9) e para os geradores rastreadores de três passos foram utilizadas as equações (8), (9) e (10), para a parte da manhã, ao meio dia e tarde, respectivamente.

$$\cos \theta_{i_{manhã}} = \sin \alpha \cos \beta' + \cos \alpha \sin \beta' \cos(\gamma - \psi) \quad (8)$$

$$\cos \theta_{i_{meiodia}} = \sin \alpha \cos \beta + \cos \alpha \sin \beta \cos(\gamma - \psi) \quad (9)$$

$$\cos \theta_{i_{tarde}} = \sin \alpha \cos \beta' + \cos \alpha \sin \beta' \cos(\gamma - \psi) \quad (10)$$

O ângulo azimutal do gerador fotovoltaico (γ) foi considerado igual a 90° de manhã, zero ao meio dia e -90° de tarde. Para o cálculo do β' , ângulo de inclinação do gerador FV em relação ao solo depois da rotação pelo ângulo ρ , foi utilizada a eq. (11), descrita por Ai et al. (2003).

$$\sin \beta' = \sin \beta \sqrt{1 + \frac{\sin^2 \rho}{\tan^2 \beta}} \quad (11)$$

Para o cálculo do ângulo de inclinação dos geradores (β), tanto estáticos quanto rastreadores, foi utilizada uma equação convencionalmente adotada para otimizar a geração de energia FV para um determinado período do ano (DOUSOKY; EL-SAYED; SHOYAMA, 2011), eq. (12). No caso, o período do ano representa a estação de irrigação, ou ainda aqueles meses com maior déficit hídrico ao longo do ano.

$$\beta = \phi - \delta \quad (12)$$

Sendo considerada a declinação solar da estação de irrigação, como o valor médio do período compreendido entre os dias 2 de maio e 28 de setembro.

O ângulo rastreador foi selecionado pelo método das tentativas, em que o valor de ρ que apresentou maior incremento de energia, quando comparada a radiação total incidente na superfície inclinada estática, no período de irrigação com a radiação total incidente na superfície inclinada móvel, no mesmo período, foi o selecionado. Para tal, calculou-se a Irradiância total incidente na superfície inclinada ($I_{T,A}$), eq. (13), apresentada por Stine e Geyer (2001), de acordo com o método desenvolvido por Liu e Jordan (1963).

$$I_{T,A} = I_{B,A} + \left[I_{D,H} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \sigma I_{T,H} \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \right] \quad (13)$$

Na eq. (13), considerou-se o albedo (σ) como sendo igual a 0,26 (IQBAL, 1983). Para a irradiância total incidente na superfície horizontal ($I_{T,H}$) foram utilizados os dados da série histórica de irradiância horizontal da estação meteorológica adotada nesse estudo. Quanto a irradiância difusa incidente na superfície horizontal ($I_{D,H}$), os valores foram calculado pela eq.(14) desenvolvida por Grace (2006), que segue o modelo isotrópico de Liu e Jordan (1960), pois, não haviam dados medidos pela estação meteorológica. Por fim, a irradiância direta incidente na superfície inclinada ($I_{B,A}$) foi calculada conforme eq. (15).

$$I_{D,H} = 0,22 I_0 \cos \theta_z (1 - 0,8 \times 0,75^{\sec \theta_z} - 0,2 \times 0,75^{2 \sec \theta_z}) \quad (14)$$

$$I_{B,A} = I_{B,H} \times \cos \theta_i \quad (15)$$

A Irradiância direta incidente na superfície horizontal ($I_{B,H}$) é o produto da irradiância solar extraterrestre (I_0) pelo índice de claridade (K_t). Essas duas variáveis foram calculadas pelas eq. (16) e eq. (17), de acordo com Duffie e Beckman (1980), respectivamente.

$$I_0 = I_{sc} \left[1 + 0,034 \cos \left(\frac{360 \times DJ}{365,25} \right) \right] \quad (16)$$

$$Kt = \frac{I_{T,H}}{I_0} \quad (17)$$

I_{sc} - Constante solar de 1367 W m^{-2} , segundo dados da Organização Mundial de Meteorologia.

Antes de realizar os cálculos de $I_{T,A}$, os dias de céu claro foram selecionados, pelo fato de algumas equações utilizadas serem apenas para dia de céu limpo. Para isso, foram calculados os coeficientes de claridade (Kt) diários, ou seja, a irradiação total incidente na superfície horizontal diária ($\text{MJ m}^{-2} \text{ dia}^{-1}$) dividida pela irradiação solar extraterrestre diária ($\text{MJ m}^{-2} \text{ dia}^{-1}$). Foram considerados dias com ausência de nuvens aqueles com $Kt > 0,65$ (ESCOBEDO; OLIVEIRA; SOARES, 2009). O índice de claridade representa a quantidade de radiação efetiva que chega à superfície terrestre em relação a quantidade disponível no topo da atmosfera, eliminado os efeitos das variações astronômicas e geográficas que afetam a sazonalidade da radiação global (SOUZA; DAL PAI; ESCOBEDO, 2012).

Dessa maneira, para encontrar o valor de p por tentativas, utilizou-se a eq. 18.

$$\Delta E = I_{B,A+} \left[I_{D,H} \left(\frac{1 + \cos \beta'}{2} \right) + \sigma I_{T,H} \left(\frac{1 - \cos \beta'}{2} \right) \right] - I_{B,A+} \left[I_{D,H} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \sigma I_{T,H} \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \right] \quad (18)$$

Com o ângulo β (para uma superfície inclinada estática) e β' (para uma superfície inclinada móvel) a valores fixos, variou-se o ângulo de rastreamento, de 0 a 90° (com intervalos de 10°). Aquele que apresentou um maior incremento de energia para o período de irrigação foi definido como ângulo de rastreamento para o projeto. Para o cálculo das horas de movimentação dos módulos FV, utilizou-se as relações apresentadas na Tabela 2, proposta por Ai et al. (2003).

Tabela 2 - Cálculo da hora de movimentação do rastreador manual de três passos

Hora da troca	Intervalo do ângulo horário (graus)	Ângulo de rotação (graus)
$12 - \frac{1}{15} \omega_{NS} $	$- \omega_{NS} \rightarrow -\frac{1}{3} \omega_{NS} $	$-\frac{2}{3} \omega_{NS} $
$12 - \frac{1}{45} \omega_{NS} $	$-\frac{1}{3} \omega_{NS} \rightarrow \frac{1}{3} \omega_{NS} $	0
$12 + \frac{1}{45} \omega_{NS} $	$\frac{1}{3} \omega_{NS} \rightarrow \omega_{NS} $	$\frac{2}{3} \omega_{NS} $

Na Tabela 2, $|\omega_{NS}|$ representa o valor absoluto do ângulo horário ao nascer do sol e pode ser calculado de acordo com a eq. (19), (KLEIN, 1977).

$$\cos \omega_{NS} = -\tan \phi \tan \delta \quad (19)$$

Entretanto, essa metodologia foi sugerida por Ai et al. (2003) para o cálculo de diferentes horários de troca ao longo dos dias do ano, ou seja, a cada dia o horário de troca mudava para haver uma otimização ainda maior de geração de energia ao longo do ano. Como no projeto proposto, optou-se por movimentar os módulos no mesmo horário durante toda a estação de irrigação, adaptou-se a metodologia proposta. Calcularam-se as horas de troca conforme apresentado por Ai et al. (2003) e fez-se uma análise de frequência das horas de troca; aquelas que apresentaram maiores frequência (uma hora para manhã e outra hora para tarde) foram selecionadas para serem utilizadas no experimento a campo.

3.2 Instalação do sistema simulado de irrigação com módulos fotovoltaicos estáticos e módulos fotovoltaicos rastreadores

3.2.1 Dimensionamento e escolha dos componentes

Para o dimensionamento dos componentes elétrico-eletrônicos dos sistemas fotovoltaicos foram utilizados alguns critérios técnicos, expostos a seguir. A motobomba selecionada foi do tipo centrífuga, pois é a mais utilizada atualmente em sistemas de irrigação, possibilitando maiores volumes de água bombeada quando

comparado com outros tipos de bombas. O critério de seleção foi por meio da pressão de serviço, utilizando uma bomba com pressão suficiente para acionar aspersores de baixa pressão e/ou sistemas de microirrigação. Desse modo, foram utilizadas duas bombas centrífugas de 367,5 W (0,5 cv), modelo BCR-2010, da marca Schneider (117 Vca). A pressão de serviço utilizada foi de aproximadamente 22,5 mca e vazão média de $1,3 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1}$.

Cada módulo fotovoltaico era composto de dez geradores fotovoltaicos da marca Kyocera, modelo KD 140, sendo que duas estruturas com cinco geradores cada (Figura 9), estavam conectadas em série totalizando aproximadamente uma tensão de pico de 24Vcc. Os cinco geradores FV estavam conectados em paralelo, totalizando um corrente de pico de 39,55 A.

Figura 9 - Módulo fotovoltaico instalado na área do Departamento de Engenharia de Biossistemas, Piracicaba-SP

Como a bomba centrífuga selecionada, era de corrente alternada, fez-se necessário o emprego de um inversor de corrente contínua para corrente alternada, selecionou-se o modelo Prosine 1000 (até 1000W), da marca Xantrex. Justifica-se o emprego do mesmo, pois, a potência de saída dos geradores no horário de pico era de aproximadamente 950 W (produto da corrente pela tensão dos geradores em paralelo e em série).

O controlador de carga utilizado foi do modelo C40 (até 40 Ah), da marca Xantrex; outrossim, sua seleção foi baseada de acordo com a corrente elétrica de entrada do controlador, de aproximadamente 39,55 A (corrente elétrica dos cinco geradores FV em paralelo). Também foram utilizadas duas baterias em série, para

obtenção de 24 Vcc, modelo Freedom, da marca Heliar, 45 Ah (corrente elétrica aproximada da corrente de saída dos geradores em paralelo).

A escolha do piranômetro foi baseada em suas especificações (Tabela 3), o piranômetro de modelo SP- lite da marca Kipp & Zonen, foi o que apresentou as características necessárias para a avaliação da radiação solar inclinada.

Tabela 3 - Especificações do piranômetro adquirido da marca Keep & Zonen ©

Especificações	SP-lite
Banda espectral	400 a 1100 nm
Sensibilidade	10 $\mu\text{V W}^{-1} \text{m}^{-2}$
Tempo de resposta	<1 segundo
Depend. Temp.	+/- 0.15%/C°
Faixa de tem.	-30° a 70°C
Erro direcional	<10% acima de 80°
Correção do cosseno	Sim
Sinal de saída	mV
Datalogger	Campbell
Estabilidade	<2% ao ano
Linearidade	<1%

3.2.2 Análise da velocidade do vento na área experimental

Antes de iniciar a instalação dos geradores FV foi feita uma análise da direção do vento predominante na área do projeto, por meio do software Wind Rose Plots for Meteorological Data (WRPLOT View™) da empresa Likes Environmental (Canadá). Esse procedimento foi necessário para o correto dimensionamento da estrutura metálica de suporte dos geradores FV e para prevenção de eventuais danos provocados por rajadas de ventos. O que motivou esse cálculo, principalmente, foi o episódio ocorrido em 21 julho de 2013, quando a velocidade do vento na região atingiu aproximadamente 128 km h⁻¹.

Constatou-se que o vento predominante na região, tanto na estação de irrigação quanto anual (Figura 10), é na direção Sudeste. Assim o vento alcançaria os geradores pela parte traseira, visto que os mesmos estariam orientados com a face para o norte. Dessa maneira, decidiu-se instalar os geradores FV espaçados a 3,0 cm um do outro, facilitando a passagem do vento.

Figura 10 - Distribuição da velocidade e direção do vento na estação de irrigação (gráfico superior) e para o ano de 2013 (gráfico inferior), na área experimental

3.2.3 Construção da estrutura FV e do sistema rastreador em laboratório

Após o estudo do vento, as estruturas metálicas de sustentação dos geradores FV foram construídas no laboratório do Departamento de Engenharia de Biossistemas, onde os metais foram cortados, soldados e pintados, para depois

serem levados a campo (Figura 11). Foram construídas quatro estruturas metálicas de sustentação, com as medidas de 3,46m de largura e 1,50 m de comprimento.

Figura 11 - Montagem das estruturas metálicas de sustentação dos geradores FV, no Laboratório do Departamento de Engenharia de Biosistemas, Piracicaba-SP

Para o sistema de troca de ângulos foram utilizados cabos de aço de 3,25 m, presos a extremidade das estruturas, cada cabo de aço tinha três argolas: 1ª- 1,06 m, 2ª- 2,42 m e a 3ª- 3,25 m da extremidade da estrutura metálica (Figura 12). Quando os geradores eram rotacionados no início da manhã, a 1ª argola do lado esquerdo era presa a um gancho fixado na base do poste frontal, e a 3ª argola do lado direito era presa ao mesmo gancho; para as horas próximas ao meio dia, tanto a 2ª argola do lado direito quanto do lado esquerdo, eram presas ao gancho na base do poste frontal; para as horas da tarde a 1ª argola do lado direito era presa no gancho bem como a 3ª argola do lado esquerdo.

Figura 12 – Geradores FV posicionados nos três passos utilizados ao longo do dia

3.2.4 Análise do sombreamento ocasionado por estruturas próximas à área experimental

Procedeu-se ao cálculo do sombreamento dos geradores FV, para posicionamento dos módulos na área experimental. Visto que a área disponível para a instalação do projeto era limitada, com construções de alvenaria, árvores e estufas muito próximas (Figura 13); foi necessário calcular o sombreamento que tais construções e que os próprios geradores pudessem ocasionar, para otimizar o espaço que se dispunha.

Figura 13 - Imagens da área experimental antes da instalação dos geradores FV

Para realizar os cálculos considerou-se a estufa com 3,0 m de altura, sendo esse o principal ponto de sombreamento no sentido norte-sul. Para o cálculo do sombreamento que os geradores fariam entre eles, considerou-se que o módulo FV estático tinha uma altura máxima de 2,23 m e o módulo móvel uma altura máxima (quando rotacionado) de 3,66 m. Para o cálculo do comprimento máximo da sombra, D' (Figura 14), fez-se a razão entre a altura da obstrução pela tangente do ângulo de elevação solar (α). Dessa maneira, no cálculo da distância mínima entre objetos utilizou-se a eq. (20).

$$D = D' \times \cos(180 - \psi) \quad (20)$$

em que,

D - distância mínima entre objetos (m);

D' - comprimento máximo da sombra (m);

Ψ - ângulo azimutal do sol (graus), calculado conforme eq. (7).

3.2.5 Posicionamento e instalação das estruturas FV na área experimental

De posse das distâncias calculadas, procedeu-se ao posicionamento dos postes de suporte das estruturas, de maneira a ficarem orientados para o norte, sendo esse procedimento com a utilização de uma bússola. Contudo, para utilizar a bússola, foi necessário efetuar a correção da declinação magnética do local, que é de 20° para o oeste, para indicação do Norte verdadeiro (Figura 15).

Figura 15 - Orientação da bússola com a correção da declinação magnética de 20° oeste, para indicação do Norte verdadeiro

Fonte - <http://passapalavra.info/2014/01/88965/bussola-2>

Para o posicionamento dos módulos FV em campo, calculou-se o sombreamento de uma estufa e dos próprios módulos, com o comprimento de sombra às 8 h, momento crítico, quando a sombra apresenta seu maior

comprimento durante o movimento dos módulos. Ao se considerar a estufa, o comprimento máximo da sombra foi de 9,60 m e a distância mínima entre a estufa e os geradores foi de 5,60 m; para os geradores móveis o comprimento máximo da sombra foi de 11,70 m e o espaçamento mínimo entre geradores de 6,80 m. Na Figura 16 está à disposição dos módulos FV na área experimental disponível (vista em planta), em que se pode visualizar o sombreamento da estufa e do módulo FV estático às 16h, para o dia mais crítico do ano (solstício de inverno).

Figura 16 - Local de instalação dos geradores FV na área experimental e o sombreamento da estufa e gerador FV estático às 16h, para o solstício de inverno

Após o posicionamento dos postes de sustentação das estruturas FV por meio de estacas, foram feitos os alicerces de sustentação da estrutura metálica (Figura 17).

Figura 17 - Preparo dos alicerces para os postes de sustentação das estruturas metálicas

Com as estruturas metálicas e a fundação dos postes finalizados, instalaram-se no campo as estruturas juntamente com os geradores FV (Figura 18).

Figura 18 - Instalação das estruturas metálicas de suporte e dos geradores FV na área experimental

3.2.6 Instalação elétrica e hidráulica do bombeamento de água para o sistema simulado de irrigação

Primeiramente foram feitas valas de aproximadamente 20 cm de profundidade para acomodação subterrânea dos tubos de passagem do cabeamento elétrico. Dentro dos tubos estavam os cabos que ligavam o inversor as motobombas e os cabos que ligavam os piranômetros ao sistema de aquisição de dados (Figura 19).

Figura 19 - Instalação dos tubos de condução dos cabos elétricos enterrados

Depois dos tubos de passagem para o cabeamento elétrico terem sido instalados e enterrados, procedeu-se a montagem dos equipamentos eletrônicos, um para cada estrutura, a saber: controladores de carga e inversores de corrente (Figura 20a); baterias (Figura 20b) e piranômetros (Figura 20c). Sendo que esse

último foi instalado no mesmo plano dos geradores FV, objetivando a quantificação do incremento de energia em cada intervalo de tempo monitorado.

Figura 20 - Equipamentos de controle e regulação, instalados na área experimental: controladores de carga e inversores (a), baterias (b) e piranômetro junto ao gerador FV (c)

Finalizada a instalação elétrica (transmissão e transformação de energia) e eletrônica (sensores e *datalogger*) do sistema FV, iniciou-se a instalações dos componentes hidráulicos para o sistema de bombeamento. Como o objetivo do bombeamento de água era o suprimento direto de sistemas de irrigação, e com o intuito de se preservar os recursos hídricos, não se utilizou um sistema irrigação convencional; montou-se um sistema simulado de irrigação, sendo possível a simulação/controle da altura manométrica. Para isso, utilizou-se um tanque metálico com dimensões de 0,771 m de circunferência por 1,25 m de altura (hermeticamente fechado), em que um compressor de ar injetava ar comprimido dentro do tanque, simulando a altura manométrica. Para que a pressão dentro do tanque permanecesse constante e diferentes alturas manométricas pudessem ser simuladas, utilizou-se um sistema controlador de pressão (Figura 21), composto por: um controlador de pressão (desenvolvido por técnicos do Departamento de Engenharia de Biossistemas); transdutor de pressão (MPX 5700DP marca

Freescall, até 70 mca) e duas válvulas solenoides, sendo uma do compressor ao tanque e a outra do tanque a atmosfera.

Figura 21 - Imagem do sistema de controle de pressão, com o detalhe do visor do controlador de pressão

Basicamente, o sistema funcionava do seguinte modo: a resposta do transdutor a variação de pressão dentro do tanque é dada em diferença de potencial (mva); essa informação é enviada ao controlador que por meio de um algoritmo converte essa informação em pressão (precisão= ± 0.5 mca). De acordo com a leitura de pressão dentro do tanque o controlador aciona as válvulas solenoides, de modo que, se a pressão estivesse abaixo da desejada, o controlador promovia a abertura da válvula solenoide que conectava o compressor ao tanque, ocorrendo um aumento de pressão; se a pressão estivesse acima da desejada, o controlador abria a válvula solenoide que conectava o tanque a atmosfera, ocorrendo um alívio de pressão.

Assim, as motobombas succionavam a água de uma caixa de água e recalavam a água para dentro do tanque hermético (Figura 22), obtendo-se dessa maneira um sistema de irrigação simulado (com vazão e pressão constantes). Cada motobomba possuía a sua tubulação de recalque, e um pouco antes da entrada do tanque metálico, as duas tubulações se juntavam para conduzir toda a água por uma única entrada no tanque.

Figura 22 - Esquema do bombeamento de água para o sistema simulado de irrigação

Para que o compressor, a motobomba e o componente eletrônico para aquisição de dados, ficassem protegidos das intempéries, construiu-se um abrigo para os mesmos (Figura 23).

Figura 23 - Imagem externa (esquerda) e interna (direita) do abrigo, para proteção das motobombas, compressor de ar e sistema de aquisição de dados

Utilizou-se um sistema eletrônico de aquisição de dados (*datalogger* CR10X da Campbell Scientific ©) para armazenar as leituras de: irradiância solar estática e móvel ($W\ m^{-2}$); pressão dentro do tanque (mca); número de pulsos dos hidrômetros para o bombeamento com a estrutura estática e móvel (a vazão foi calculada a partir do número de pulsos). Em princípio somente esses dados foram coletados.

3.2.7 Testes preliminares da parte elétrica dos módulos FV

Inicialmente, foram realizados testes para averiguar se os sistemas: elétrico e hidráulico estavam funcionando corretamente. Já nos primeiros testes, encontraram-se dificuldades em trabalhar com os inversores de tensão e os controladores de carga, visto que os mesmos não apresentavam um funcionamento adequado. No caso do inversor de tensão, notou-se o bom funcionamento no início do dia, mas próximo às 12 h ocorria o desligamento inesperado, tanto do sistema de bombeamento acoplado ao módulo estático quanto ao módulo móvel. Notou-se que o controlador de carga não estava configurado corretamente, fato que estava afetando o bom desempenho do inversor.

O controlador de carga adquirido possui três tipos de configuração: carregamento de baterias, descarregamento de baterias e cargas de desvio (para dissipar a energia excedente por meio de resistores). Ao se notar o problema na configuração do controlador, a mesma foi trocada para o modo de carregamento de bateria. De acordo com informações do manual, definiram-se faixas de tensão que o controlador deveria fornecer para as baterias, tanto os níveis inferiores quanto superiores de carregamento; conforme especificações para o tipo de bateria e temperatura média do ar para o período de inverno. Assim, as tensões de ajuste ficaram em 27,1 Vcc (tensão em que se inicia o carregamento da bateria) e 29,1 Vcc (tensão que a bateria estabiliza). Após, o estabelecimento das tensões da bateria, o controlador passou a funcionar conforme o esperado, finalizando os testes preliminares na parte elétrica.

A fim de automatizar o momento em que o sistema de bombeamento deveria ligar e desligar se utilizou o mesmo sistema de aquisição de dados já instalado. Para isso, iniciou-se a coleta de leituras de tensão nas baterias, e de acordo com os níveis de tensão e de irradiância no piranômetro, as motobombas seriam acionadas. Os critérios para acionamento das motobombas foram os seguintes: tensão da bateria $\geq 26,5$ Vcc e irradiância no piranômetro ≥ 350 W m⁻²; para o desacionamento das motobombas: tensão da bateria $\leq 23,5$ Vcc. O valor da irradiância foi calculado levando-se em consideração a potência da motobomba, o número e eficiência dos geradores fotovoltaicos.

A programação do referido *datalogger* para essa variável ficou da seguinte maneira: o *datalogger* fazia leituras de irradiância solar e tensão nas baterias a cada

10 segundos e a cada 10 minutos registrava um valor médio de ambas; a cada 10 minutos se comparavam as leituras médias com os critérios de acionamento, se o valor médio da irradiância estivesse acima de 350 W m^{-2} e a tensão acima de 26,5 Vcc a motobomba ligava; caso os critérios não fossem alcançados a motobomba permanecia desligada. Após a motobomba ligar o algoritmo continuava comparando os valores de irradiância e tensão com os valores dos critérios, caso a irradiância caísse abaixo de 350 W m^{-2} (sobreamento momentâneo ocasionado por uma nuvem) a motobomba permanecia ligada até que a tensão da bateria caísse abaixo de 23,5 Vcc. Quando a tensão da bateria atingia um nível inferior a 23,5 Vcc, mas a irradiância continuasse acima de 350 W m^{-2} (fato que, ocasionalmente, ocorria no início da manhã), a motobomba desligava e permanecia assim até que a tensão recuperasse o valor de 26,5 Vcc, nesse caso a motobomba podia ligar após 10 segundos.

3.2.8 Ajuste do sistema hidráulico de bombeamento de água

Foram feitos testes para avaliar se as motobombas estavam trabalhando com vazão e pressão constantes. A princípio utilizou-se uma pressão de 20 mca, no software embarcado do controlador de pressão, mas se notou que as bombas rapidamente perdiam a escorva. Isso porque, com 20 mca, a motobomba estava trabalhando no seu limite, pois, não se levou em consideração as perdas de carga nas tubulações de recalque. Após o cálculo das perdas de carga (aproximadamente 3,4 mca) e mais alguns testes com outras pressões (12, 16, 17 e 18 mca), notou-se que, com 18 mca, a motobomba não perdia a escorva, dessa maneira para avaliar o sistema de bombeamento foi utilizada esta pressão.

Com o sistema de acionamento pronto, bem como sistema elétrico e hidráulico instalados, iniciou-se as coletas de dados para as comparações entre o sistema de bombeamento de água, acionados por módulos FV fixos e móveis, do tipo rastreador solar manual de três passos.

3.3 Coleta e Avaliação dos dados

Por fim, os dados coletados para avaliação dos sistemas de bombeamento para irrigação, foram: tensão das baterias nos módulos estáticos e móveis (Vcc);

pressão no tanque do sistema simulado de irrigação (mca); número de pulsos dos hidrômetros do sistema de bombeamento com geradores estáticos e móveis (N_{pulsos}); irradiância solar nos módulos estáticos e móveis (W m^{-2}); e, hora em que as motobombas ligavam e desligavam (h min seg). A partir desses dados calculou-se: vazão a partir dos pulsos dos hidrômetros ($\text{m}^3 \text{h}^{-1}$); e energia diária, a partir dos dados de irradiância solar (E , em W m^{-2}). Para o cálculo da vazão utilizou-se a eq. (21).

$$Q = N_{\text{pulsos}} \times 10 \text{ l} \times \frac{0,001 \text{ m}^3}{\text{l}} \times \frac{1}{10 \text{ min}} \times \frac{60 \text{ min}}{1 \text{ h}}$$

$$Q = N_{\text{pulsos}} \times 0,06 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \times \frac{1}{\text{pulso}} \quad (21)$$

No hidrômetro cada pulso é equivalente a 10 litros, por isso foi necessário fazer a conversão dos pulsos para $\text{m}^3 \text{h}^{-1}$. Para o cálculo da energia diária a partir dos dados de irradiância total incidente na superfície inclinada, utilizou-se a regra do trapézio, eq. (22) (LIBARDI, 2005).

$$E = \int_N^P I_{T,A}(t) dZ \cong \left[0,5 I_{T,A}(t_0) + \sum_{i=1}^{n-1} I_{T,A}(t_i) + 0,5 I_{T,A}(t_n) \right] \Delta t \quad (22)$$

Para $n+1$ valores de Irradiância total incidente na superfície inclinada ($I_{T,A}$) realizadas em intervalos igualmente espaçados de tempo (Δt), desde o nascer do sol (N) até o pôr do sol (P), tem-se a fórmula supracitada. Entretanto, considerando que no nascer e pôr do sol a irradiância solar inclinada é igual à zero, tem-se a Energia diária (E) por meio da eq. (23).

$$E = \int_N^P I_{T,A}(t) dZ \cong \sum_{i=1}^{n-1} I_{T,A}(t_i) \Delta t \quad (23)$$

Com os dados coletados e calculados durante o período de 15 de maio de 2014 até 8 de agosto de 2014, avaliou-se o desempenho do rastreador solar manual de três passos, comparando-o com o módulo FV estático. Os parâmetros avaliados foram divididos em dois momentos: o primeiro consistindo em dados diários, e o segundo em dados médios para todo o período avaliado.

3.3.1 Parâmetros de desempenho diário e para o período avaliado

Para avaliar o sistema simulado de irrigação, utilizou-se como parâmetro o incremento do: tempo de bombeamento, volume bombeado e área irrigada. Em relação ao tempo de bombeamento foi necessário fazer algumas considerações. Como a área experimental estava muito próxima de árvores com altura elevada, no lado oeste (pôr do sol), os módulos FV ficavam sombreados antes do ocaso, o que prejudicou a avaliação do tempo de bombeamento. Contudo, essa condição não ocorria no nascer do sol, por isso, utilizaram-se os dados de irradiância solar do início da manhã para simular os dados do final do dia. Fez-se a simulação, considerando que o comportamento da irradiância solar (forma da curva) do início do dia seria o mesmo do final do dia. Com os dados de irradiância dos dias ensolarados, geraram-se duas equações (para cada módulo FV avaliado), buscando-se descrever o seu comportamento, e assim predizer os seus valores no final do dia.

Quanto a avaliação do volume bombeado, fez-se uma consideração em relação à vazão das duas motobombas. Como as mesmas, apresentaram diferença na vazão bombeada (devido aos aspectos inerentes a parte construtiva), de aproximadamente $0,4 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1}$, na comparação dos volumes bombeados utilizou-se a mesma vazão para os dois sistemas simulados de irrigação, porém, respeitou-se o tempo de bombeamento de cada sistema FV.

Por fim, fez-se uma análise do incremento de área irrigada (I_{AI}), para tal, utilizou-se a eq. (24).

$$I_{AI} = \frac{Q \times I_{TI}}{L_i} \quad (24)$$

em que,

I_{AI} - incremento da área irrigada (m^2);

Q - vazão da motobomba ($\text{m}^3 \text{ h}^{-1}$);

I_{TI} - incremento do tempo de irrigação (h);

L_i - lâmina de irrigação (m).

Na análise do incremento de área irrigada foram utilizadas as lâminas de irrigação simulada entre 1,5 e 9 mm (com incrementos de 1,5 mm). Para todo o período avaliado foi feito um somatório do tempo de bombeamento, do volume bombeado, da área irrigada e da energia gerada, utilizando-se os dois módulos FV.

3.4 Custos de instalação e economia dos recursos financeiros com o uso do sistema fotovoltaico

Considerando um sistema de irrigação operando com uma motobomba de 0,5 CV, o custo de instalação do sistema fotovoltaico foi de R\$ 14.006,33 mais R\$ 27,20 do sistema rastreador, totalizando R\$ 14.033,53. Na Tabela 4, estão os valores de cada item considerado no sistema FV de bombeamento de água para um sistema de irrigação de baixa pressão.

Nota-se que o custo para implantação do sistema rastreador foi de apenas 0,2% dos custos dos equipamentos do módulo FV. Com o custo total de construção e implantação do sistema fotovoltaico, fez-se uma comparação desse sistema de geração elétrica com a energia elétrica fornecida pela distribuidora pública da região de Piracicaba-SP.

Tabela 4 - Custos fixos e de mão de obra de instalação do sistema FV para suprimento de energia de um sistema de bombeamento de água para irrigação de baixa pressão

(continua)

Item	Quantidade	Valor unitário (R\$)	Valor total (R\$)
Geradores FV de 140 Wp	10	750,00	7500,00
Controlador de carga de 40 Ah	1	871,00	871,00
Inversor de tensão 1000W	1	3.470,00	3.470,00
Baterias de 45 Ah	2	290,00	580,00

Tabela 5 - Custos fixos e de mão de obra de instalação do sistema FV para suprimento de energia de um sistema de bombeamento de água para irrigação de baixa pressão (conclusão)

Item	Quantidade	Valor unitário (R\$)	Valor total (R\$)
Estrutura metálica e sistema rastreador	1,5 m (perfil circular)	15,00	22,51
	10 m (perfil retangular)	7,38	73,80
	4 m (barra chata)	2,43	9,70
	20 (prensa cabo)	0,80	16,00
	12,5 m (cabo de aço)	1,20	11,20
Fiação e componentes elétricos	1 (haste e conector terra)	14,64	14,64
		6,10	6,10
	1 (disjuntor de 40 A)	4,95	4,95
	1 (disjuntor de 10 A)	5,21	239,66
	46 m (cabo de 16 mm) ¹	2,32	40,60
	17 m (cabo de 2,5 mm) ²	1,31	6,55
	5 m (cabo de 4 mm) ³	204,75	204,75
	1 (caixa de proteção)	46,00	46,00
	1 (para raio)	5,11	5,11
Alicerces	100 kg (cimento)	23,80	47,60
	8 kg (areia)	3,00	24,00
	8 kg (brita)	4,00	32,00
Mão de obra	24 h (eletricista*)	6,19/h	148,56
	24 h (pedreiro*)	5,97/h	143,28
	16 h (pintor*)	6,23/h	99,68
	24 (servente*)	4,86/h	116,64
	32 h (soldador**)	8,50/h	272,00
Total			14.006,33

¹ Cabo de conexão entre geradores FV e entre as estruturas FV;

² Cabo de conexão entre os módulos e o sistema de bombeamento FV;

³ Cabo de aterramento dos módulos FV.

* Sinduscom SP (2014)

** Convenção Coletiva de trabalho (2010/2012)

Cotação média de mercado para o ano de realização do experimento

Com isso, pôde-se calcular a economia financeira ao se utilizar o sistema de bombeamento de água com a energia fotovoltaica, e qual foi a economia dos recursos utilizando-se o sistema rastreador; por meio do valor do incremento de geração de energia ocasionado pela estrutura rastreadora.

Por fim, foi calculado o tempo necessário para que o módulo FV móvel e estático, produzissem energia suficiente para pagar o investimento inicial. Assim, foi feito o cálculo de quanto seria produzido de energia anualmente, eq. (25), utilizou-se a tarifa de energia elétrica igual a 0,31686 R\$ kWh⁻¹ (tarifa convencional) para a cidade de Piracicaba-SP em julho de 2014, como referência para os cálculos.

$$G_a = \overline{G_m} \times \frac{30 \text{ dias}}{\text{mês}} \times \frac{12 \text{ meses}}{\text{ano}} \times \frac{0,31686 \text{ R\$}}{\text{kWh}} \quad (25)$$

em que,

G_a - geração de energia elétrica FV (R\$ ano⁻¹);

$\overline{G_m}$ - geração média mensal de energia elétrica FV (kWh).

Depois, fez-se uma projeção do valor anual do kWh gerado considerando a taxa de inflação anual de 6,513% (dados do IPC de agosto de 2014); no horizonte de 25 anos (vida útil do gerador FV) e a cada 4 anos (ALVES et.al, 2014) foi subtraído do valor de geração de energia o custo de reposição das baterias corrigidos com a mesma taxa de inflação citada acima. Dessa maneira, pôde-se calcular em quanto tempo pagou-se o investimento inicial e quanto foi gerado em energia elétrica FV no final de 25 anos.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Ângulos calculados e hora da troca de posição do rastreador

Para a definição da estação de irrigação, utilizaram-se os dados de precipitação média mensal de Piracicaba (Figura 24). Como no mês de junho de 2012 houve um valor pluviométrico acima do esperado, utilizou-se a série histórica de 95 anos, do mesmo posto meteorológico, para confirmar o padrão de precipitação de junho. Ao se confrontar os valores de precipitação, nota-se que o mês de junho apresentou baixa pluviosidade, ou seja, em junho de 2012 houve um comportamento atípico para a cidade de Piracicaba, em relação à média mensal da série histórica.

Figura 24 - Avaliação da precipitação anual para definição da estação de irrigação, série histórica de 95 anos da estação meteorológica do Departamento de Engenharia de Biosistemas

Sendo assim, definiu-se como a estação de irrigação em Piracicaba, os meses compreendidos entre maio e setembro. Dessa maneira, todos os cálculos foram realizados para esse período. Como alguns modelos utilizados para os cálculos de irradiação solar inclinada a partir de dados na horizontal, dependem de dias de céu claro, não foram utilizados todos os 153 dias da estação de irrigação. Apenas 40 dias (26,1%), apresentaram Coeficiente de Claridade (K_t) maior que 0,65 (Figura 25).

Figura 25 - Valores de Kt para os dias viáveis ($Kt > 0,65$) durante a estação de irrigação no ano de 2012, dados da Estação Meteorológica Automática do Departamento de Engenharia de Biosistemas

A radiação solar é uma das variáveis meteorológicas mais afetadas pela presença de nuvens sobre o céu (TERAMOTO; ESCOBEDO, 2012). Por isso, o conhecimento sobre o coeficiente de claridade é de fundamental importância para a elaboração de projetos de pesquisa que visam a otimização da conversão da energia fotovoltaica, nas áreas de: engenharia, climatologia, arquitetura, agronomia, entre outras (MARTINS et al., 2012). Souza, Dal Pai e Escobedo (2012) avaliaram a razão de nebulosidade (o inverso do Kt) entre os anos de 1998 e 2005, do município de Botucatu-SP, e verificaram que os valores mais elevados foram referentes aos meses de: janeiro (0,63), dezembro (0,55) e fevereiro (0,49); e os mais baixos para os meses de: abril (0,33), maio (0,33) e junho (0,34). Salienta-se que Botucatu está localizada a 118 km de Piracicaba-SP.

Com os dias definidos, pode-se calcular o ângulo otimizado dos geradores fotovoltaicos em relação ao solo, considerando-se a estação de irrigação. Para isso, utilizou-se o valor médio de declinação solar durante o período e subtraiu-se pela latitude. Com um valor médio de declinação solar (que foi de $15^{\circ}17''$) e a latitude de Piracicaba ($22^{\circ}42'30''$), o valor de β foi de 38° . Para o cálculo dos três ângulos rastreadores diários, utilizou-se uma planilha eletrônica do Excel. Aqueles ângulos que proporcionaram um maior incremento de energia gerada durante a estação de irrigação, quando comparados os valores entre a energia na horizontal e energia inclinada, foram os selecionados (Tabela 6).

Tabela 6 - Incremento simulado de energia gerada durante a estação de irrigação (maio a setembro de 2012), comparando uma superfície horizontal e uma superfície inclinada

Ângulo rastreador simulado (graus)	Incremento simulado de energia gerada (MJ m ²)
10	45,26
20	49,32
30	54,13
40	57,84
50	58,92
60	56,34
70	49,52
80	38,25
90	22,67

O resultado encontrado por tentativas ficou próximo do valor encontrado pelo método proposto por Ai et al. (2003), de 53°. Assim, confirmou-se o valor do ângulo de rastreamento definido, como sendo igual a 50°. Como foram utilizados os mesmos ângulos de rastreamento, para manhã e tarde, os ângulos de troca definidos foram: manhã = 50° (orientado para o Leste); meio dia = 0° e tarde = 50°(orientado para o Oeste). Na Tabela 7, pode-se visualizar o incremento de energia simulado entre a superfície móvel e estática, com um valor de ρ igual a 50°, durante a estação de irrigação.

Tabela 7 - Incremento diário de energia gerada simulada (MJ m²) para os 40 dias, durante a estação de irrigação, utilizando-se ρ igual a 50°. Dados do ano de 2012.

(continua)

n° de ordem	Dia Juliano	Móvel MJ m ²	Estática MJ m ²	Diferença MJ m ²
1	122	17,69	16,40	1,30
2	123	20,13	18,60	1,53
3	126	18,99	17,91	1,08
4	130	19,57	18,26	1,31
5	132	19,21	18,01	1,20
6	139	18,75	17,79	0,96
7	141	18,29	17,24	1,04
8	142	17,45	16,61	0,84
9	147	16,20	15,52	0,69
10	154	15,55	14,79	0,76
11	156	17,18	16,52	0,66
12	164	14,22	13,69	0,53
13	167	15,03	14,57	0,46

Tabela 6 - Incremento diário de energia gerada simulada (MJ m^{-2}) para os 40 dias, durante a estação de irrigação, utilizando-se p igual a 50° . Dados do ano de 2012.

(conclusão)				
n° de ordem	Dia Juliano	Móvel MJ m ²	Estática MJ m ²	Diferença MJ m ²
14	169	15,85	15,30	0,56
15	175	16,63	15,93	0,71
16	179	16,79	16,18	0,61
17	184	16,99	16,30	0,70
18	187	17,35	16,60	0,75
19	192	17,63	16,83	0,80
20	195	19,08	18,09	0,99
21	197	18,60	17,69	0,91
22	200	17,13	16,09	1,03
23	204	17,54	16,58	0,96
24	209	18,68	17,58	1,11
25	213	16,05	15,00	1,05
26	218	17,47	16,39	1,09
27	222	20,60	18,98	1,62
28	226	20,05	18,43	1,62
29	230	21,38	19,41	1,97
30	233	21,68	19,67	2,01
31	237	22,84	20,47	2,36
32	239	22,20	20,05	2,15
33	245	22,80	20,34	2,46
34	249	22,66	20,04	2,62
35	254	21,28	18,98	2,30
36	257	20,86	18,42	2,44
37	260	22,93	20,11	2,82
38	262	23,36	20,54	2,82
39	266	24,35	20,35	4,00
40	271	26,41	22,32	4,09
			soma	58,92

As diferenças observadas nos dados simulados, são relacionadas às condições de nebulosidade, quanto maior a presença de nuvens menor é a diferença de energia gerada para os dados simulados, e quanto menor a proporção de nuvens no céu maior é o incremento simulado de energia gerada por meio dos geradores FV móveis.

Após a definição dos ângulos de rastreamento solar, calcularam-se os horários de troca manual desses ângulos. A escolha de um sistema manual de troca dos ângulos está baseada na simplicidade de operação, visto que um sistema de rastreamento automático de dois eixos é, provavelmente, inviável para comunidades

rurais em desenvolvimento (CATON, 2014). Com a metodologia desenvolvida por Ai et al. (2003), calculou-se os diferentes horários de trocas para cada dia do ano, fez-se uma análise de frequência para determinar os horários mais apropriados durante a estação de irrigação. Esse procedimento foi realizado, pois, o intuito era utilizar o mesmo horário de troca, tanto para manhã quanto para tarde, ao longo do período avaliado. No histograma da Figura 26, pode-se observar que os horários que mais se repetiram foram os próximos as 10h e 14 h, assim, esses foram os horários definidos para as trocas de posição dos geradores FV em todos os dias avaliados.

Figura 26 - Frequência dos horários de troca simulados, de acordo com a metodologia de Ai et al. (2003), à esquerda em cinza escuro hora da tarde, à direita em cinza claro hora da manhã

4.2 Resultados dos Dados coletados

Em 15 de maio de 2014, obtiveram-se os primeiros resultados do sistema elétrico-eletrônico e hidráulico. Durante os dezessete dias do mês de maio, somente dois apresentaram pleno sol, o que limitou os testes preliminares com a parte hidráulica. Não foi possível avaliar o incremento do tempo de bombeamento e do volume bombeado entre os módulos móveis e estáticos, no referido período, devido aos ajustes realizados no controlador de carga. Nos dias 30 e 31 de maio foi avaliado o desempenho do bombeamento, somente com o módulo FV móvel, por meio da vazão da motobomba e pressão dentro do tanque (Figura 27).

Analisando os dados de pressão, nota-se que ao longo do dia ocorreram alguns picos, que representam os momentos, dentro do intervalo de tempo, em que o regulador precisou injetar ar no tanque e, conseqüentemente, esses picos coincidem com os menores valores de vazão. Ao observarem-se os valores de pressão, o erro ocorrido em relação ao valor de referência de 16 mca (no software embarcado do regulador de pressão), variou entre 0,56 a 0,14 mca para o dia 30 de maio e, entre 0,49 e 0,16 mca para o dia 31 de maio. Em relação a vazão, para o dia 30 de maio os valores oscilaram entre 1,56 e 1,80 $\text{m}^3 \text{h}^{-1}$; para o dia 31 de maio os valores coletados foram de 1,74 ou 1,8 $\text{m}^3 \text{h}^{-1}$.

Figura 27 - Testes preliminares do sistema de bombeamento com o módulo móvel para o mês de maio de 2014. Dados do dia 30 de maio no gráfico superior e 31 de maio no gráfico inferior

Cabe salientar que a pressão de referência no regulador de pressão, não é a altura manométrica total do sistema de bombeamento, pois, foi necessário

acrescentar as perdas de carga ocasionadas pelas peças instaladas ao longo da canalização e as alturas geométricas de recalque e sucção. Por isso, para se obter a altura manométrica total do sistema de bombeamento, foi utilizada a curva de vazão *versus* pressão disponibilizada pelo fabricante. Para uma vazão de $1,74 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1}$ (valor modal das amostras de vazão dos dias 30 e 31 de maio) a altura manométrica total foi igual a 21,3 mca.

4.2.1 Incremento energético diário

O incremento diário médio de energia foi de $3,95 \text{ MJ m}^{-2}$, e os dias em que houve céu limpo ($K_t \geq 0,65$) foram os dias com maior incremento de energia (Figura 28). A fim de se investigar as condições de céu no dia da leitura de radiação solar pelo piranômetro, foi calculado o K_t diário, que é a razão entre a radiação solar em nível do solo e a radiação solar extraterrestre.

Quando considerado o incremento de energia diário, em termos de porcentagem, tem-se um incremento médio de 15% sendo que nos dias de céu limpo, esse alcançou até 19%. Em regiões onde o céu limpo predomina, o impacto do incremento de energia pelo sistema rastreador é maior, pois otimiza a produção de energia com a mudança do ângulo de captação (LAVE; KLEISSL, 2011). Isso também pode ser dito das regiões com uma estação de irrigação bem definida, onde a precipitação é baixa ou nula, e as condições de céu claro ou parcialmente nublado predominam ao longo de meses, como por exemplo, no Cerrado Brasileiro. Carrilho Sobrinho et al. (2013), analisando as condições do céu nos meses entre junho e julho, em uma área do Cerrado Matogrossense, constatou que os dias de céu claro e parcialmente nublado corresponderem a 80% e 90%, respectivamente.

Caton (2014) salienta que há estudos diversos na literatura, de orientação de geradores FV e sistemas de rastreamento, comparando módulos FV de inclinação fixa com algum tipo de sistema de rastreamento de dois eixos, em que os ganhos reportados são de 40%, 30%, 44%, 29,3% e entre 33-43% (HANKINS, 1995; HELWA et al., 2000; NEVILLE, 1978; KACIRA et al., 2004; GORDON; WENGER, 1991; respectivamente). Para sistemas rastreadores de um eixo, os benefícios reportados dependem da frequência de reajuste, por exemplo, para um sistema de eixo polar (VILELA; FRAIDENRAICH.; TIBA, C 2003; GORDON; WENGER, 1991) o incremento de energia reportado foi entre 11% a 32%.

Figura 28 - Incremento de energia diário durante a estação de irrigação e os respectivos Kt diários, para o ano de 2014

Lave e Kleissl (2011), afirmam que algumas dessas variações são provavelmente, devido à latitude e o padrão de clima local. Em sua pesquisa, realizada com um rastreador de dois eixos comparado com um módulo estático, os autores perceberam um incremento entre 25-45% sendo que essa variação ocorreu pelo aumento da latitude, onde ângulos ótimos de rastreamento tem um incremento maior que os ângulos fixos.

Não obstante, Caton (2014) avaliando sistemas de rastreamentos com um e dois eixos, constatou que a reorientação do eixo para estações do ano, ou mensalmente, não apresentou diferenças significativas no incremento de energia gerada, mas observou um benefício significativo em mudanças horárias dos ângulos. Entre os sistemas estudados, o autor encontrou incrementos entre 2,3% a 15%, sendo o maior observado no sistema com rastreamento horário.

Fraidenraich e Barbosa (1999) avaliaram um rastreador solar em geradores FV, instalados na cidade de Recife – PE (latitude de 8°S) e observaram um benefício anual de 26%, comparado com geradores FV fixos. Também para a cidade de Recife, Vilela et al. (2003) avaliaram um sistema FV para bombeamento de água com um sistema rastreador de seguimento parcial (leste-oeste), comparando com geradores estáticos, observaram um incremento anual de 20% na geração de energia.

4.2.2 Aumento no tempo de bombeamento

Nos testes de bombeamento de água para o sistema simulado de irrigação, foi selecionada uma pressão controlada de 18 mca. Entretanto, como mencionado previamente, esse não é o valor real da altura manométrica total da motobomba, pois, é preciso considerar as perdas de carga do circuito hidráulico. Considerando as perdas de carga, a altura manométrica total foi de, aproximadamente, 22,5 mca e a vazão média diária de $1,30 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1}$. A seleção da altura manométrica foi feita de maneira que fosse possível simular um sistema de irrigação por aspersão convencional, utilizando-se aspersores de baixa pressão de serviço (20 mca). Utilizando-se a maior pressão possível, pôde-se ampliar a aplicação do conjunto motobomba, para sistemas de irrigação tanto por gotejamento (10 mca) ou

microaspersão (15 mca), quanto para aspersão convencional de baixa pressão (20 mca).

Foram observados 34 dias de acionamento do sistema simulado de irrigação, sendo que desses, apenas 12 dias foram com céu completamente sem nuvens. A presença de nuvens foi um fator importante nos dados coletados, pois, o sistema FV proposto era acoplado diretamente ao sistema de irrigação. Isso quer dizer, que as baterias foram utilizadas apenas para manter o sistema elétrico-eletrônico estável, sendo utilizadas para armazenar uma quantidade mínima de energia (3 Vcc). Assim, quando havia presença intermitente de nuvens, o sistema de bombeamento desligava sempre que os níveis de tensão caíssem abaixo do valor crítico (23,5 Vcc).

Um fator relevante na avaliação do tempo de bombeamento foi que, próximo ao ocaso não foi possível medir a radiação solar pelos piranômetros, devido a um sombreamento ocasionado por árvores, cerca de 150 metros a oeste do experimento. Dessa forma, aproximadamente a partir das 16 h 30 min, ocorria o sombreamento dos geradores FV, o que prejudicou a análise do incremento de tempo de bombeamento ao final do dia (Figura 29); sendo que nessa época do ano, o por do sol ocorre aproximadamente às 17 h 30 min.

Figura 29 - Dados medidos de irradiância solar para os módulos FV estáticos e móveis, com detalhe para a hora de sombreamento

A seta representa o momento em que ocorria o sombreamento do piranômetro, nota-se uma queda abrupta no valor de irradiância solar medida, fato

que ocorreu todos os dias analisados. Na Figura 30, observa-se o que acontecia com o bombeamento de água ao final do dia (dados do dia Juliano 197).

Figura 30 - Comportamento dos sistemas de bombeamento de água ao longo do dia Juliano 197

Além do sombreamento outro, fator foi levado em consideração na análise dos dados de incremento total diário do tempo de bombeamento. Notou-se que a motobomba acoplada ao módulo FV estático, não apresentava uma boa estabilidade no início do dia, pois, ligava e desligava a cada 10 segundos por aproximadamente 30 minutos (para dias de céu claro), esse valor aumentava de acordo com o grau de nebulosidade do início do dia. Dessa maneira, considerou-se como início da hora de bombeamento, para a motobomba acoplada ao módulo FV estático, a hora em que o conjunto ficava estável. Para os dias nublados, não se realizou correção do início do tempo de bombeamento.

Os comportamentos das tensões, nas baterias instaladas juntas ao módulo FV estático e móvel, podem ser analisados na Figura 31. Observa-se na figura abaixo, que no início da manhã (≈ 7 h), os sistemas FV eram ligados e se iniciava o desvio de tensão para as baterias, ocorrendo um aumento da tensão. Quando a motobomba do módulo FV móvel ligava (logo após as 7 h), havia uma queda de tensão, mas isso não prejudicava o seu funcionamento, pois, a insolação que alcançava os geradores FV rastreadores era suficiente para manter a motobomba em funcionamento. Fato que não ocorria com as baterias do módulo FV estático.

Figura 31 - Tensão nas baterias dos módulos FV estáticos e móveis para o dia Jualiano 213

No módulo estático, no início do dia, os raios solares eram oblíquos em relação aos geradores FV, e consequentemente, a tensão e a corrente elétrica dos mesmos eram menores. Como o controlador desvia a corrente elétrica para as baterias, e a motobomba estava conectada junto às mesmas, não havia tensão e corrente suficientes para carregar as baterias e promover o funcionamento da motobomba. Dessa maneira, a corrente e a tensão ficavam oscilando até que a radiação alcançava um valor suficiente para carregar as baterias e fazer a motobomba funcionar. Isso ocorria porque foi realizada a automação do sistema de bombeamento de modo que, a motobomba ligasse apenas com Irradiância crítica de 350 W m^{-2} . Vilella et al. (2003) afirma que um sistema de rastreamento solar acoplados a geradores FV é um meio de reduzir a dependência do início da hora de bombeamento com o valor da radiação crítica, aumentando o intervalo de horas de bombeamento.

Nas Figura 32 e Figura 33, observa-se a hora do início e fim do bombeamento para todos os dias ensolarados (12 dias de pleno sol ao longo do período avaliado), respectivamente. Nas mesmas figuras está a hora do nascer do sol e pôr do sol (dados retirados do site www.timeanddate.com). Observa-se nas figuras, que para o início do dia o incremento do tempo de bombeamento foi significativo. No entanto, para o final do dia, não se pode observar tal efeito. Por isso, antes de se analisar o incremento total diário de tempo de bombeamento, fez-se uma simulação da Irradiância solar para o final do dia.

Figura 32 – Horário do início do bombeamento medido para os módulos FV estático e móvel

Figura 33 – Horário do fim do bombeamento medido para os módulos FV estático e móvel

Nas Figura 34 e Figura 35, observa-se o comportamento das equações seleccionadas para as simulações de leitura de irradiância solar, pelos piranômetros estático e móvel, respectivamente, para o dia Juliano 211. Para o módulo FV móvel e estático, as equações de simulação das horas para o final do dia são eq. (26) e eq. (27), respectivamente.

$$I = -317,1 + 1347,58 \frac{\left(\operatorname{tg}^{-1} \frac{(H-17,20)}{-0,725} \right) + \frac{\pi}{2}}{\pi} \quad (26)$$

$$I = 1007,63 - 1164,7 \left(1 - e^{\left(\frac{H + 6,98 \ln(2)^{\frac{1}{5,38}} - 16,32}{6,98} \right)^{3,98}} \right) \quad (27)$$

em que,

I – irradiância solar (W m^{-2})

H – horas do dia

Figura 34 - Ajuste da equação selecionada para simulação dos dados de Irradiância solar, coletados pelo piranômetro estático (dia Juliano 211)

Figura 35 - Ajuste da equação selecionada para simulação dos dados de Irradiância solar, coletados pelo piranômetro móvel (dia Juliano 211)

Ambas as equações foram capazes de simular o decaimento de Irradiância solar ao final do dia. Com isso, pode-se prever por quanto tempo a mais as motobombas funcionariam caso não houvesse o problema do sombreamento dos piranômetros. Considerou-se o valor de 350 W m^{-2} , como parâmetro para o desligamento da motobomba ao final do dia, para os dias em que o céu ficou nublado no final da tarde, não foi feita a simulação (Tabela 1). O valor acima mencionado foi calculado considerando a potência requerida na motobomba de $367,5 \text{ W}$, multiplicando-se esse valor pelas eficiências dos equipamentos, totalizando um $453,7 \text{ W}$. Em seguida foi dividido esse valor pela área total dos geradores FV (10 m^2) e pela eficiência dos geradores de 14% . O valor final foi de $324,07 \text{ W m}^{-2}$, foi considerada uma margem de segurança e por isso, utilizou-se o valor de 350 W m^{-2} .

Tabela 8 - Dados coletados e simulados do fim do tempo de bombeamento, para os 34 dias de leituras em 2014. Para os dias nublados os dados não foram simulados sendo os mesmo iguais aos coletados.

(continua)

Dia Juliano	Fim do bombeamento - coletado		Fim do bombeamento - simulado	
	Módulo estático	Módulo móvel	Módulo estático	Módulo móvel
	horas	horas	horas	horas
163	15:52	16:27	15:53	16:27
164	16:21	16:27	16:37	16:47
167	16:22	16:30	16:26	16:45
168	16:22	16:30	16:29	16:47
169	16:17	16:28	16:18	16:44
170	16:21	16:30	16:39	16:47
172	16:27	16:28	16:37	16:48
174	15:53	15:58	15:56	15:58
175	16:18	16:29	16:29	16:45
176	15:55	16:15	15:55	16:15
178	16:24	15:32	16:28	16:45
181	16:24	16:13	16:41	16:51
182	16:24	16:31	16:39	16:50
183	16:24	16:28	16:36	16:47
184	16:19	16:27	16:24	16:46
185	16:27	16:35	16:24	16:44
186	16:32	16:33	16:33	16:45
195	16:32	16:41	16:39	16:50
196	16:33	16:40	16:35	16:50
197	16:31	16:41	16:33	16:04

Tabela 9 - Dados coletados e simulados do fim do tempo de bombeamento, para os 34 dias de leituras em 2014. Para os dias nublados os dados não foram simulados sendo os mesmo iguais aos coletados.

(conclusão)

Dia Juliano	Fim do bombeamento - coletado		Fim do bombeamento - simulado	
	Módulo estático horas	Módulo móvel horas	Módulo estático horas	Módulo móvel horas
202	16:46	16:46	16:46	17:15
204	16:40	16:43	16:40	17:15
211	16:36	16:47	16:45	17:18
212	16:36	16:48	16:38	17:17
213	16:47	16:46	16:45	17:18
216	16:38	16:58	16:40	17:15
218	16:38	16:48	16:41	17:14
219	16:39	17:01	16:39	17:14
220	16:08	16:48	16:08	16:48
230	16:42	16:58	16:42	17:17
231	16:44	17:09	16:44	17:18
232	16:42	16:58	16:43	17:18
233	16:29	17:12	16:43	17:18
média	16:25	16:37	16:29	16:53

Por meio da tabela acima, observa-se que houve um incremento médio de 12 minutos no tempo de bombeamento de água, para os dados coletados; e um incremento médio de 24 minutos no tempo de bombeamento de água, para os dados simulados. Feitas as correções preliminares (para o início e fim da hora de bombeamento), pôde-se analisar o incremento diário de tempo de bombeamento com o uso do sistema de rastreamento solar manual de três passos (Figura 36 - Incremento do tempo de bombeamento de água do módulo FV móvel em relação ao módulo FV estático).

Figura 36 - Incremento do tempo de bombeamento de água do módulo FV móvel em relação ao módulo FV estático

Observou-se um valor mediano de $95,2 \text{ min dia}^{-1}$, no incremento de tempo de bombeamento do módulo FV móvel comparado com o módulo FV estático. Sendo que houve um incremento mediano de 75 min na parte da manhã e de 20,2 minutos na parte da tarde. Atribui-se essa diferença ao uso das baterias. Como na parte da manhã as baterias estavam descarregadas, e nesse período ocorre uma maior captação de radiação solar no módulo FV móvel, se confere uma maior estabilidade no conjunto motobomba acoplado a esse módulo, desde o início da manhã. Fato que não ocorre com módulo FV estático e que permitiu um incremento expressivo na parte da manhã. Quanto a parte da tarde, as baterias já estão carregadas (estabilizadas), tanto dos módulos FV estático quanto móvel, devido ao dia inteiro de carregamento, o que garante a estabilidade dos dois conjuntos motobombas ao final do dia, levando a uma pequena diferença no tempo de bombeamento no final do dia.

4.2.3 Incremento no volume bombeado e da área irrigada

Os dados do volume de água bombeada para o sistema simulado de irrigação, referente às motobombas acopladas aos módulos FV estático e móvel, podem ser visualizados na Figura 37.

Figura 37 - Volume de água bombeamento no sistema simulado de irrigação para as motobombas acopladas ao módulo FV móvel e estático

O incremento médio para o período foi de 16% (1.945 L dia^{-1}) de volume bombeado pela motobomba acoplada ao módulo FV móvel comparado com o módulo FV estático. Vilela et al. (2003), afirma que o incremento no volume de água bombeada, para várias estratégias de rastreamento solar, pode exceder o incremento na radiação solar coletada. Na

Figura 38, observa-se os incrementos de energia e de volume, durante os dias avaliados.

Figura 38 - Comparação entre o incremento de energia e o incremento de volume bombeado pela motobomba acoplada ao módulo FV móvel, em comparação com a motobomba acoplada ao módulo FV estático

Após a determinação do incremento de volume bombeado pela motobomba acoplada do módulo FV móvel, foram calculados os incremento de área irrigada, para diferentes lâminas de irrigação (Figura 39).

Figura 39 - Incremento da área irrigada com o uso do módulo FV móvel em comparação com o módulo FV estático

Para calcular o incremento de área irrigada para qualquer lâmina de irrigação, pode-se utilizar a eq. (28), (com coeficiente de correlação igual a 1), gerada a partir dos dados simulados de incremento de área com o emprego do módulo FV móvel, com sistema rastreador manual de três passos, na cidade de Piracicaba-SP.

$$I_{AI} = 1945,2L_i^{-1} \quad (28)$$

I_{AI} - incremento de área irrigada (m²);

L_i - lâmina de irrigação (mm).

4.2.4 Parâmetros de desempenho para o período avaliado, custo de geração e tempo de viabilidade econômica

Na Tabela 10, observam-se os valores de incremento de: energia captada, tempo de bombeamento, volume bombeado e área irrigada; com o uso do módulo FV móvel, com um sistema rastreador manual de três passos, quando comparado com geradores FV estáticos, para a cidade de Piracicaba-SP.

Tabela 10 - Demonstração dos valores de todos os parâmetros avaliados para o período avaliado

	Energia captada (MJ m ⁻²)	Tempo de bombeamento (horas)	Volume bombeado (litros)	Área irrigada* (m ²)
Módulo FV móvel	1.182	262,48	407.359	2.662
Módulo FV estático	1.005	313,35	341.224	2.230
Incremento	177	50,87	66.135	432

* Valor médio do período, considerando uma lâmina de 4,5 mm (FAO 2002, para cultura de ciclo curto)

A energia gerada pelos módulos FV móveis e estáticos durante o período avaliado foi de 3274,85 kWh e 2792,29 kWh, respectivamente. Um incremento de 482,56 kWh, utilizando-se o sistema de rastreamento solar manual de três passos, e considerando-se o valor da tarifa energética para a região de Piracicaba igual a 0,31686 R\$/KWh (julho de 2014), constatou-se uma economia de R\$152,90 para os 44 dias em que o sistema permaneceu ligado. Assim, nos primeiros 8 dias de funcionamento do rastreador solar manual, o incremento de energia elétrica ocasionado pelo sistema pagou o investimento de R\$ 27,20 (gasto referente a compra dos materiais para a construção do sistema rastreador). Como o sistema de rastreamento solar proposto, era de simples construção e fácil manuseio (pois a troca de posição não durava mais do que 5 minutos), considera-se que os custos de mão de obra e manutenção do sistema podem ser desprezados ou realizados pelo próprio beneficiário.

No total, a economia de energia elétrica ocasionada pelo uso dos módulos FV móvel e estático, acoplados a motobombas para o uso em um sistema de irrigação de baixa pressão foi de R\$ 36,53 e R\$ 30,61, respectivamente. Esses dados são equivalentes ao total de tempo de bombeamento para os 34 dias avaliados (Figura 40 - Tempo de bombeamento e consumo de energia elétrica FV para as motobombas acopladas aos módulos FV móvel e estático). Apesar do custo inicial de instalação do sistema FV ser alto quando comparado com o diesel (ALVES et al., 2014), a reorientação dos geradores permite a maximização da insolação e da vazão bombeada, o que pode reduzir o número de módulos requeridos e reduzir os custos de investimento inicial (CATON, 2014). O mesmo autor afirma que a Energia solar FV representa uma tecnologia atrativa para uso em áreas rurais sem abastecimento público de energia elétrica, aliado ao fato de que, com uma

manutenção mínima, como limpeza para retirada da poeira, o módulo FV pode fornecer uma vida útil longa (≈ 25 anos).

Figura 40 - Tempo de bombeamento e consumo de energia elétrica FV para as motobombas acopladas aos módulos FV móvel e estático

A geração elétrica FV média mensal, para os módulos FV estáticos e móveis, foram de 180 kWh e 210 kWh, respectivamente. Anualmente o incremento seria de aproximadamente R\$ 684,36 e R\$ 798,48, respectivamente. Extrapolando-se esses valores em um horizonte de 25 anos e considerando as trocas de baterias a cada 4 anos, em aproximadamente 16 anos e 2 meses para o módulo FV estático, e 13 anos e 9 meses para o módulo FV móvel, os investimentos teriam sido ressarcidos, respectivamente; assim como ao final da vida útil dos geradores FV teria sido gerado um montante de R\$ 33.441,69 e R\$ 37.860,03. Alves & Cagnon (2010) comparando um rastreador automático de dois eixos com geradores fixos, constataram que o investimento inicial foi alto, mas, o retorno do investimento, com o sistema rastreador, antecedeu o sistema fixo, justificando a viabilidade econômica.

De acordo com Galdino (2012), o custo dos geradores FV vem caindo linearmente ao longo dos anos, seguindo a tendência internacional, de aproximadamente $1,70 \text{ R\$ Wp}^{-1}$ (Watt pico), os controladores e inversores seguem a mesma tendência, os componentes elétricos (disjuntores, fiação, estruturas de fixação, quadro elétrico, etc.) apresentam uma queda anual de $2,20 \text{ R\$ Wp}^{-1}$, o único

componente que teve uma ligeira alta de custo foram as baterias. Visto isso, cabe salientar que os valores calculados são uma aproximação, pois, se contabilizou a geração de energia FV nos meses de menor radiação, ou seja, o retorno do investimento poderia ocorrer antes do tempo previsto e o montante ao final dos 25 anos poderia ser maior, caso fossem contabilizados também os meses de maior radiação; fatos esses que não desvalorizam a aproximação feita para mostrar a vantagem econômica de se instalar geradores FV com sistemas rastreadores com troca manual de três passos.

Caton (2014) salienta que, para organizações que objetivam ajudar áreas rurais de baixa renda, existe uma tensão entre fornecer tecnologia e fazer com que as pessoas se apropriem da ideia. Um benefício potencial de geradores rastreadores manuais é aumentar o envolvimento, pela comunidade atendida. Pelo envolvimento da comunidade no projeto do sistema, de modo que eles entendam os benefícios da mudança de ângulo diária em intervalos periódicos, talvez não haja só o aumento de água bombeada, mas também uma maior participação da comunidade em outras manutenções básicas.

Por fim, deve-se salientar que sistemas de rastreamento manual tem uma maior facilidade de manejo e manutenção, quando comparados com sistemas de dois eixos que envolvem um sistema de controle baseado em computadores com controle de ajuste automatizado. No qual, tais sistemas eletrônicos, apresentam custos adicionais, complexidade, potenciais avarias e roubos, o que faz desse tipo de sistema pouco adaptável para comunidades rurais em desenvolvimento (CATON, 2014).

5 CONCLUSÕES

O rastreador solar manual de três passos se mostrou um sistema de fácil instalação, relativo baixo custo e fácil operação. Recomenda-se o seu uso principalmente para pequenos produtores rurais que não possuem abastecimento público de energia elétrica e que necessitam da eletricidade, entre outras coisas, para o bombeamento de água para sistemas de irrigação de baixa pressão (menor que 25 mca).

O bombeamento de água para sistemas de irrigação, com uma bomba centrífuga comumente comercializada acoplada a um sistema FV, com o rastreador manual desenvolvido, é uma alternativa para reduzir custos com energia elétrica. O que pode ser dito também, daqueles produtores rurais que já possuem um sistema de irrigação instalado com uma motobomba a diesel e querem substituí-lo por um geração de energia mais limpa, mais eficiente e de menor custo, observando um horizonte de retorno econômico igual a vida útil dos geradores FV. O incremento de geração de energia devido o uso do rastreador manual, reduziu o tempo de retorno do investimento em 2 anos e 5 meses.

O sistema rastreador solar manual de três passos apresentou maior eficiência na captação de energia com incremento de 1,46 a 6,01 MJ m⁻² dia⁻¹, quando comparado com geradores fixos; o que refletiu no incremento significativo do tempo de bombeamento (40 - 160 min dia⁻¹), no volume bombeado (884 - 3479 litros dia⁻¹) e na área irrigada (196 – 773 m² dia⁻¹ para uma lâmina de irrigação de 4,5 mm). Com isso, o rastreador se mostrou uma alternativa técnica viável para melhorar a captação de energia solar.

O uso do sistema rastreador desenvolvido, quando comparado com o uso de geradores FV fixos, proporciona um incremento de geração de energia de até 19%. Esse incremento foi alcançado para os dias com condição de céu limpo, o que demonstra o potencial de aplicação do sistema rastreador em regiões do Brasil que possuem épocas sem chuva bem definidas como a região Centro-oeste, e para regiões com alta incidência de raios solares durante todo o ano como a região Nordeste.

Além das vantagens mencionadas, o uso do sistema FV com rastreador manual, apresentou vantagem também no funcionamento da motobomba, quando

comparado com geradores FV estáticos. Como não foram utilizadas baterias para armazenagem de energia e apenas para a estabilidade da parte elétrica da instalação FV; naqueles períodos em que a radiação solar é baixa (início e final do dia, e com nuvens intermitentes) o sistema de bombeamento acoplado ao módulo FV móvel apresentou maior estabilidade de funcionamento.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas da energia elétrica do Brasil**. Brasília, 2002. 153 p.

_____. **Capacidade de geração do Brasil**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 21 set. 2014.

AI, B.; SHEN, H.; BAN, Q.; JI, B.; LIAO, X.; Calculation of the hourly and daily radiation incident on three step tracking planes. **Energy Conservation & Management**, London, v.44, p. 1999-2011, 2003.

ALVARENGA, C.A. **Energia solar**. Lavras: UFLA, FAEPE, 2006. 118 p.

ALVES, A.F.; CAGNON, J.A. Desenvolvimento e avaliação de desempenho de um sistema de posicionamento automático para painéis fotovoltaicos. **Revista Energia na Agricultura**, Botucatu, v. 25, n. 2, p. 1-19, 2010.

ALVES, D.G.; PINTO, M.F.; DAMASCENO, A.P.A.B.; GRAH, V.F.; BOTREL, T.A. Cost analysis of water pumping using solar energy and diesel in drip irrigation. **Irriga**, Botucatu, n. 1, p. 125-133, 2014. Edição especial.

BALTAS, P.; TORTORELI, M.; RUSSELL, P.E. Evaluation of power output for fixed and step tracking photovoltaic arrays. **Solar Energy**, Freiburg, v. 37, p. 147-163, 1986.

BARBOSA, E.M.S.; CANDEIAS, A.L.; TIBA, C.; VILELA, O.C. Metodologia de avaliação do potencial de sistemas fotovoltaicos conectado à rede em centros urbanos. **Avances en Energias Renovables y Medio Ambiente**, Buenos Aires, v. 14, p. 109-116, 2010.

BIONE, J.; VILELA, O.C.; FRAIDENRAICH, N. Comparison of the performance of PV water pumping systems drive by fixed, tracking and V-trough generators. **Solar Energy**, Freiburg, v. 76, p. 703-711, 2004.

BRASÍLIO, J.G.L.; GUEDES, G.P. Projeto e desenvolvimento de uma bancada de testes para baterias estacionárias conectadas em série. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR E CONFERÊNCIA LATINO-AMERICANA DA ISES, 4., 2012, São Paulo. **Resumos...** São Paulo: USP; INCT- EEREA, 2012. Resumo 330.

CARRILHO SOBRINHO, F.J.C.; CARRILHO, B.P.; NOGUEIRA, J.S.; PINTO JÚNIOR, O.B. Modelos para estimativa da radiação de onda longa atmosférica no cerrado Mato-grossense. **Revista Monografias Ambientais**, Santa Maria, v. 12, n. 12, p. 2734-2748, 2013.

CASTRO, R.M.G. **Introdução à energia fotovoltaica**. Lisboa: Universidade Técnica de Lisboa, 2008. 63 p.

CATON, P. Design of rural photovoltaic water systems and the potential of manual array tracking for a West-African village. **Solar Energy**, Freiburg, v. 103, p. 288-302, 2014.

CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CRESEB, 1999. 206 p.

CHANG, Y.P. Optimal the tilt angles photovoltaic modules in Taiwan. **Electrical Power and Energy Systems**, London, v. 32, p. 956-964, 2010.

CHUN-SHENG, W.; YI-BO, W.; SI-YANG, L.; YAN-CHANG, P.; HONG-HUA, X. Study on automatic sun-tracking technology in PV generation. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRIC UTILITY DEREGULATION AND RESTRUCTURING AND POWER TECHNOLOGIES, 3., 2008, Nanjing. **Proceedings...** Nanjing: IEEE, 2008. p. 2586-2591.

COOPER, P.I. The absorption of solar radiation in solar stills. **Solar Energy**, Freiburg, v. 12, p. 333-346, 1969.

DEMAIN, C.; JOURNÉE, M.; BERTRAND, C. Evaluation of different models to estimate the global solar radiation on inclined surfaces. **Renewable Energy**, Brighton, v. 50, p. 710-721, 2013.

DIKE, V.N.; CHINEKE, T.C., NWOFOR, O.K.; OKORO, U.K. Optimal angles for harvesting solar electricity in some African cities. **Renewable Energy**, Brighton, v. 39, p. 433-439, 2012.

DOUSOKY, G.M.; EL-SAYED, A.-H.M.; SHOYAMA, M. Maximizing energy-efficiency in single-axis solar trackers for photovoltaic panels. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER ELECTRONICS AND ECCE. 8., 2011, Jeju. **Proceedings...** Jeju: ICPE & E CCE, 2011. p. 1458-1463.

DUFFIE, J.A.; BECKMAN, W.A. **Solar engineering of thermal processes**. New York: John Wiley, 1980. 705 p.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Avaliação da eficiência energética na indústria e nas residências no horizonte decenal (2010-2019)**. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2010. 39 p.

_____. **Balanco energético nacional 2012: ano base 2011**. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2012. 282 p.

_____. **Anuário estatístico de energia elétrica 2013**. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2013. 251 p.

ESCOBEDO, J.F.; GOMES, E.N.; OLIVEIRA, A.P.; SOARES, J. Modeling hourly and daily fractions of UV, PAR and NIR to global solar radiation under various sky

conditions at Botucatu, Brazil. **Applied Energy**, Amsterdam, v. 86, n. 3, p. 299-309, 2009.

FEDRIZZI, M.C.; SAUER, I.L. Bombeamento solar fotovoltaico, histórico, características e projetos. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL AGRENER, 4., 2002, Campinas, **Anais...** Campinas: UNICAMP, NIPE, 2002. p. 1-5.

FELDMAN, D.; BARBOSE, G.; MARGOLIS, R.; WISER, R.; DARGHOUTH, N.; GOODRICH, A. **Photovoltaic (PV) pricing trends**: historical, recent, and near-term projections. Washington: United State Department of Energy, 2012. 22 p. (Technical Report, DOE/GO-102012-3839).

FRAIDENRAICH, N.; BARBOSA, E.M.S. Experimental performance of a PV V-Trough system. In: INTERNATIONAL SOLAR ENERGY SOCIETY SOLAR WORLD CONGRESS, 45., 1999, Jerusalem. **Proceedings...** Jerusalem: ISES, 2000. p. 342-349.

GALDINO, M.A. Análise de custos históricos de sistemas fotovoltaicos no Brasil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR E CONFERÊNCIA LATINO-AMERICANA DA ISES, 4., 2012, São Paulo. **Resumos...** São Paulo: USP, INCT-EEREA, 2012. Resumo 267.

GHONEIM, A. Design optimization of photovoltaic powered water pumping systems. **Energy Conversion Management**, London, v. 47, p. 1449-1463, 2006.

GLASNOVIC, Z.; MARGETA, J. Optimization of irrigation with photovoltaic pumping system. **Water Resources Management**, Amsterdam, v. 21, p. 1277-1297, 2007.

GORDON, J.M., WENGER, H.J. Central-station solar photovoltaic systems: field layout, tracker, and array geometry sensitivity studies. **Solar Energy**, Freiburg, v. 46, n. 4, p. 211-217, 1991.

GRACE, W. A model of diffuse broadband solar irradiance for a cloudless sky. **Australian Meteorological Magazine**, Melbourne, v. 55, p. 119-130, 2006.

HANKINS, M. **Solar electric systems for Africa**: a guide for planning and installing solar electric systems in rural Africa. London: Commonwealth Secretariat, 1995. 136 p.

_____. **Stand-alone solar electric systems**: the earthscan expert handbook for planning, design and installation. London: Earthscan, 2010. 249 p.

HELWA, N.H.; BAHGAT, A.B.G.; EL SHAFEE, A.M.R.; EL SHENAWY, E.T., Maximum collectable solar energy by different solar tracking systems. **Energy Sources**, London, v. 22, p. 23-34, 2000.

INSTITUTO INTERAMERICANO DE COOPERAÇÃO PARA A AGRICULTURA. **Universalização de acesso e uso da energia elétrica no meio rural brasileiro**: lições do Programa Luz para Todos. Brasília, 2011. 91 p.

IQBAL, M. **An introduction to solar radiation**, New York: Academic Press, 1983. 390 p.

KACIRA, M.; SIMSEK, M.; BABUR, Y.; DEMIRKOL, S. Determining optimum tilt angles and orientations of photovoltaic panels in Sanliurfa, Turkey. **Renewable Energy**, Brighton, v. 29, p. 1265–1275, 2004.

KALDELLIS, J.; KAVADIAS, K.; ZAFIRAKIS, D. Experimental validation of the optimum photovoltaic panel's tilt angle for remote consumers. **Renewable Energy**, Brighton, v. 46, p. 179-191, 2012.

KALDELLIS, J.; MEIDANIS, E.; ZAFIRAKIS, D. Experimental energy analysis of a stand-alone photovoltaic-based water pumping installation. **Applied Energy**, Amsterdam, v. 88, p. 4556-4562, 2011.

KASSAM, A.; FRIEDRICH, T.; DERPSCH, R.; LAHMAR, R.; MRABET, R.; BASCH, G.; GONZÁLEZ-SÁNCHEZ, E.; SERRAJ, R. Conservation agriculture in the dry Mediterranean climate. **Field Crops Research**, Amsterdam, v. 132, p. 7-17, 2012.

KLEIN, S.A. Calculation of monthly average insolation on tilted surfaces. **Solar Energy**, Freiburg, v. 19, p. 325-329, 1977.

KNOX, J.W.; KAY, M.G.; WEATHERHEAD, E.K. Water regulation, crop production, and agricultural water management: understanding farmer perspectives on irrigation efficiency. **Agriculture Water Management**, Amsterdam, v. 108, p. 3-8, 2012.

KORDZADEH, A. The effects of nominal power of array and system head on the operation of photovoltaic water pumping set with array surface covered by a film of water. **Renewable Energy**, Brighton, v. 35, n. 5, p. 1098-1102, 2010.

LAVE, M.; KLEISSL, J. Optimum fixed orientations and benefits of tracking for capturing solar radiation in the continental United States. **Renewable Energy**, Brighton, v. 36, p. 1145–1152, 2011.

LIBARDI, P.L. **Dinâmica da água no solo**. São Paulo: EDUSP, 2005. 335 p.

LIMA, E.A.; MOLINIO, L.C.B.; GOMES FILHO, M.F.; FIRMINO, J.L.N.; SILVA, A.O. Variabilidade interanual da profundidade óptica da atmosfera sobre Maceió, Al. **Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental**. Campina Grande, v. 11, n. 5, p. 509-514, 2007.

LIU, B.Y.; JORDAN, R.C. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. **Solar Energy**, Freiburg, v. 4, p. 1-19, 1960.

_____. The long-term average performance of flat-plate solar-energy collectors. **Solar Energy**, Freiburg, v. 7, p. 53-74, 1963.

LOEHR, G.; CASAZZA, J.A.C. **The evolution of electric power transmission under deregulation**. New York: Institute of Electrical & Electronics Engineer, 1999. 312 p.

MACINTYRE, A.J. **Bombas e instalações de bombeamento**. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 1987. 784 p.

MARINESCU, D.; MARINESCU, C. Control optimizing algorithm for soft sun-trackers. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON AUTOMATION, QUALITY AND TESTING, ROBOTICS, 2006, Cluj-Napoca. **Proceedings...** Cluj-Napoca: IEEE, 2006. v. 1, p. 54-57.

MARTINS, D.; ESCOBEDO, J.F.; DAL PAI, E.; OLIVEIRA, A.P.; SOARES, J. Análise sazonal das frações solares K_t , K_{Dh} e K_d da radiação global em Botucatu/ Brasil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR E CONFERÊNCIA LATINO-AMERICANA DA ISES, 4., 2012, São Paulo. **Resumos...** São Paulo: USP, INCT-EEREA, 2012. Resumo 215.

MELO, E.G.; GRIMONI, J.A.B. Energia solar fotovoltaica: estimativa do fator de sombreamento e irradiância em modelo tridimensional. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR E CONFERÊNCIA LATINO-AMERICANA DA ISES, 4, 2012, São Paulo. **Resumos...** São Paulo: USP, INCT-EEREA, 2012. Resumo 175.

MONTENEGRO, A.A. **Fontes não convencionais de energia**. 2. ed. Florianópolis: Ed. UFSC, 1999. 208 p.

MOUSSI, A.; SAADI A, B.A.; ASHER, M. Photovoltaic pumping systems technologies trends. **Larhyss Journal**, Biskra, v. 2, p. 127–150, 2003.

NEVILLE, R.C. Solar energy collector orientation and tracking mode. **Solar Energy**, Freiburg, v. 20, p. 7–11, 1978.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. **The future energy matrix and renewable energy**: implications for energy and food security. Geneva, 2010. 18 p.

QOAIDER, L.; STEINBRECHT, D. Photovoltaic system: A cost competitive option to supply energy to off-grid agricultural communities in arid regions. **Applied Energy**, Amsterdam, v. 87, p. 427-435, 2010.

RAMOS, J.S.; RAMOS, H.M. Solar powered pumps to supply water for rural or isolated zones: a case study. **Energy for Sustainable Development**, Amsterdam, v. 13, n. 3, p. 151-158, 2009.

REELING, C.J.; LEE, J.M.; MITCHELL, P.; HALIMI, G.H.; CARVER, A. Policy options to enhance agricultural irrigation in Afghanistan: a canal systems approach. **Agricultural Systems**, Amsterdam, v.109, p. 90-100. 2012.

SELLER, W.D. **Physical climatology**. Chicago: University of Chicago, 1965. 230 p.

SHAFIE, A.; ABDELAZIZ, M.A.B. Photovoltaic based irrigation system software. **Journal of Applied Science**, London, v. 11, n. 8, p. 1371-1375, 2011.

SOUZA, A.P.; DAL PAI, A.; ESCOBEDO, J.F. Evolução anual da radiação global incidente em superfícies inclinadas para o norte, em Botucatu- SP. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR E CONFERÊNCIA LATINO-AMERICANA DA ISES, 4., 2012, São Paulo. **Resumos...** São Paulo: USP, INCT-EEREA, 2012. Resumo 194.

SOUZA, J.L.; NICÁCIO, R.M.; MOURA, M.A. Global solar radiation measurements in Maceió, Brasil. **Renewable Energy**, Brighton, v. 30, p. 1203-1220, 2005.

STEPHENS, G.L. **Remote sensing of the lower atmosphere**. Oxford: Oxford University Press, 1994. 523 p.

STINE, W.B.; GEYER M. **Power from the sun**. 2001. Disponível em: <<http://www.powerfromthesun.net/book.html>>. Acesso em: 01 jul. 2013.

TERAMOTO, E.T.; ESCOBEDO, J.F. Análise da frequência anual das condições de céu em Botucatu, São Paulo. **Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental**, Campina Grande, v.16, n. 9, p. 985-992, 2012.

TIBA, C.; FRAIDENRAICH, N.; MOSZKOWICZ, M.; CAVALCANT, E.S.C.; LYRA, F.J.M.; NOGUEIRA, A.M.B. **Atlas solarimétrico do Brasil**: banco de dados solarimétricos. Recife: Ed. Universitária da UFPE, 2000. 111 p.

UNITED STATES GEOLOGICAL SURVEY. **Mineral Commodity Summaries 2014**. Washington: U.S. Geological Survey, 2014.196 p.

VARELLA, F.K.O.M.; CAVALIERO, C.K.N.; SILVA, E.P. A survey of the current photovoltaic equipment industry in Brazil. **Renewable Energy**, Brighton, v. 34, p. 1801-1805, 2009.

VIANA, T.S.; PINTO, A.; ALMEIDA, M.P.; ZILLES, R.; SILVA, J.F.R. Projeto “seguidores solares para sistemas fotovoltaicos conectados à rede: sistemas com e sem concentração”. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR E CONFERÊNCIA LATINO-AMERICANA DA ISES, 4., 2012, São Paulo. **Resumos...** São Paulo: USP, INCT-EEREA, 2012. Resumo 360.

VILELA, O.C.; FRAIDENRAICH, N.; TIBA, C. Photovoltaic pumping systems driven by tracking collectors. **Solar Energy**, Freiburg, v. 74, n. 1, p. 45–52, 2003.

TOLMASQUIM, M. As origens da crise energética brasileira. **Ambiente e Sociedade**, São Paulo, v. 3, n. 6/7, p. 179-183, 2000.

WHITGIELD, G.R.; BENTLEY, R.W.; WEATHERBY, C.K.; HUNT, A.C.; MOHRING, H.D.; KLOTZ, F.H.; KEUBER, P.; MIÑANO, J.C. The development and testing of small concentrating PV systems. **Solar Energy**, Freiburg, v. 67, n. 1/3, p. 23-34, 1999.

YU, Y.; LIU, J.; WANG, H.; LIU, M. Assess the potential of solar irrigation system for sustaining pasture lands in arid regions: a case study in Northwestern China. **Applied Energy**, Amsterdam, v. 88, p. 3176-3182, 2011.